

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

MODERNIZACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN GONZANAMÁ PERTENECIENTE AL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A. (LOJA)

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

AUTOR:

Juan Carlos Chuncho M.

DIRECTOR:

Ing. Hernán Guillen

Cuenca – Ecuador

2013

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

EL contenido de esta tesis es de exclusiva responsabilidad del autor y autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana el uso de la misma con fines académicos

Cuenca, Junio del 2013.

JUAN CARLOS CHUNCHO M.

Ingeniero HERNÁN GUILLÉN COELLO Director de Tesis.

CERTIFICA: Que la tesis con el título "MODERNIZACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN GONZANAMÁ PERTENECIENTE AL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A. (LOJA).", ha sido desarrollada por el estudiante Juan Carlos Chuncho Morocho, ha sido revisada y asesorada de acuerdo a los requerimientos establecidos en la propuesta inicial y al cronograma definido, por lo que después de reunir los requisitos estipulados en los Documentos Generales e Instructivos de Graduación de la Universidad, autorizo su presentación para los fines legales consiguientes.

Cuenca, Junio del 2013.

ING. HERNÁN GUILLÉN C.

DEDICATORIA

A Dios por haberme dado salud, fortaleza, esperanza y amor en los momentos difíciles.

A mis apreciados y queridos padres Guillermo Alcides Chuncho y María Rosario Morocho, por su incondicional sacrificio, motivación y consejos constantes, permitiendo ser una persona de bien. A mis queridos hermanos Carlos Guillermo, Jack Daniel, Melina Alexandra, por su comprensión y estar conmigo siempre, de manera especial a mis tíos: Vicente Morocho que en paz descanse, Rosa Morocho, José Quezada por su preocupación constante y apoyo moral durante mucho tiempo.

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero Marcos Valarezo. Superintendente de Subestaciones y Comunicaciones por darme la oportunidad de realizar la tesis de grado en el departamento de la Empresa Eléctrica de Loja.

A la ingeniera Nancy Gonzales, por la gran paciencia, por sus recomendaciones técnicas, la amabilidad y tiempo dedicado a este trabajo, gracias, muchas gracias ingeniera Nancy

Al ingeniero Hernán Guillen. Director de la presente tesis quien me supo guiar en forma profesional y desinteresada en la realización del presente trabajo de graduación.

Al ingeniero Eduardo Samaniego, por sus conocimientos brindados en la ejecución de la tesis.

A todo el personal que labora en la Empresa Eléctrica de Loja, por su apoyo directa e indirectamente en la ejecución de la tesis.

A todos mi amigos y compañeros, por compartir experiencias y estar con migo en las buenas y en las malas.

CONTENIDO

ÍNDICE DE CUADROS

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPITULO 1

1 DEFINICIONES, GENERALIDADES DE LA SUBESTACIÓN GONZANAMÁ

1.1 Definiciones y Generalidades

1.1.1 Redes eléctricas de potencia

El Sistema eléctrico de potencia está conformado por un conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y sistemas de distribución. Las subestaciones eléctricas son una parte fundamental del Sistema Eléctrico de Potencia ya que son las encargadas de unir sus distintas partes (Figura 1.1)

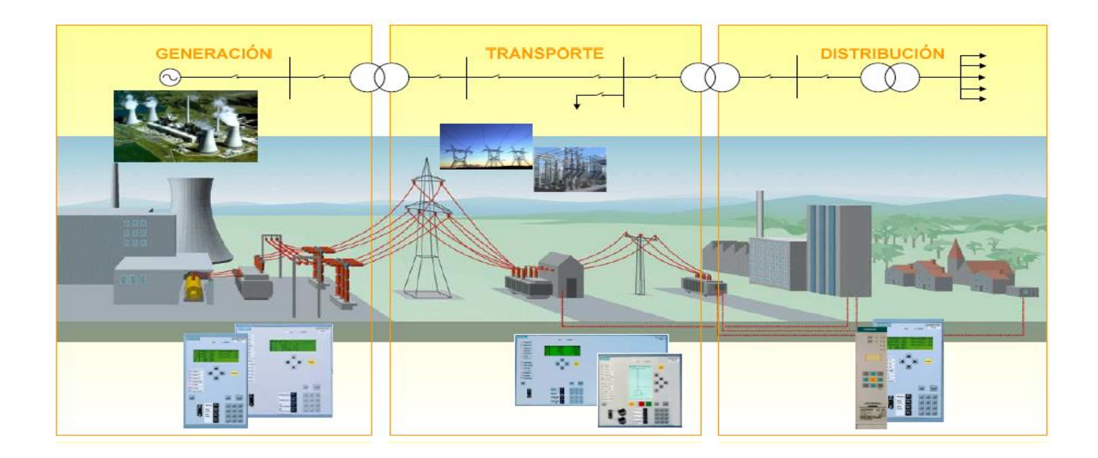


Figura 1.1 Descripción detallada de un sistema eléctrico de potencia (Barrantes, 2011)

1.1.2 Topologías de Conexión de las Redes eléctricas de potencia

Según Aguilar y Moreno (2012) existen tres tipos de conexión, mismos que se detallan a continuación:

Existen tres tipos de conexión:

- **Red radial o en antena**

  Son simples y de forma sencilla, se equipan de protecciones selectivas; pero les falta la garantía de servicio y el nivel de confiabilidad es muy bajo por lo que al existir una falla afectaría a toda la carga.

- **Red en bucle o en anillo**

  Garantiza seguridad de servicio y facilidad de mantenimiento pero tiene mayor complejidad, y los sistemas de protección así mismo son más complicados

- **Red mallada**

  Sus ventajas radican en la seguridad de servicio, flexibilidad de alimentación y facilidad de conservación y mantenimiento. Este tipo de conexión tiene mucha complejidad.

1.1.3 Clasificación Subestación Eléctrica

1.1.3.1 Nivel de Tensión

- De Ultra Alta tensión (Un>800 kV.),
- De Extra Alta Tensión (300 kV. <Un<550 kV.),
- De Alta Tensión (52kV<Un<300 kV.),
- De Distribución (6.6 kV<Un<44 kV.)
- De Baja Tensión.

1.1.3.2 Configuración

- De Barra Sencilla
- De Doble Barra
- De Doble Barra más By Pass
- De Doble Barra más Seccionador de Transferencia
- De doble Barra más Barra de Transferencia

- Interruptor y Medio
- En Anillo
- Doble Anillo
- Pirámide

1.1.3.3 Función

- De Generación
- De Transformación
- Mixta (Generación y Transformación)
- De Compensación (Capacitiva Serie)
- Capacitiva Paralelo

1.1.4 Distribución y Consumo

Corresponde a las líneas, cables y transformadores necesarios para distribuir la energía eléctrica hasta los distintos consumidores. Para llevar a cabo este fin se pueden distinguir las siguientes partes de la red de distribución:

- **Subestaciones transformadoras de distribución:**

  Transforman los niveles de tensión de reparto a los de distribución en media tensión que son del orden de 13.8 KV.

- **Centros de transformación:**

  Subestaciones que vuelven a reducir el valor de tensión para hacerlo apto para el consumo en baja tensión.

- **Redes de distribución de baja tensión:**
  Son las líneas que unen los centros de transformación con la acometida del consumidor de baja tensión. (Barrantes, 2011)

1.2 Antecedentes

El estudio del sistema supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA) comenzó en abril del 2003 y en el año 2009 se lo implementó

El Sistema inteligente fue desarrollado puntualmente para las empresas de servicio eléctrico, con el fin de mejorar la calidad de servicio técnico, reducir el tiempo total de las interrupciones y la planificación de la operación.

La subestación Gonzanamá contaba con relés electromecánicos para comandar al recloser o reconectador, que no tienen mando automático para apertura o cierre; periódicamente se tenía que recoger datos de funcionamiento del relé enviando personal autorizado (Cuadrillas). Asimismo la subestación de distribución no contaba con cámaras de vigilancia o monitoreo, sensores en la casa de mando, etc. Debido a estas situaciones los equipos del sistema estaban expuestos a incidente, accidentes o robos

La Subestación Gonzanamá se encuentra alimentada por las subestaciones de Cariamanga y Catamayo, con la particularidad de que la primera disponía únicamente de un seccionador de barra que al presentarse fallas, se producía interrupciones de energía con los consiguientes reclamos de los usuarios; y, la segunda disponía solo un pararrayo lo que limitaba el mantenimiento de la misma. En los dos casos, para mejorar el sistema, ameritó, la implementación de interruptores de potencia, seccionadores de línea, y seccionadores de puesta a tierra.

1.3 Descripción de la Subestación Gonzanamá

La subestación de Gonzanamá está constituida de las siguientes partes: pararrayos, aisladores, transformador, reconectador y puntas Franklin, cuyas definiciones según Aguilar y Moreno (2012) es como sigue:

Pararrayos: son elementos que delimitan las sobretensiones que provienen de las descargas atmosféricas, están constituidos por elementos resistivos no lineales (Figura 1.2.)



Figura 1.2 Pararrayos ubicados en la línea que viene de Catamayo

Aisladores: son encargados de separar la corriente con el soporte, como nos indica en la Figura 1.3



Figura 1.3. Aisladores de Tensión para 69 Kv conectados para entrada y salida de la línea

Transformador: son los elementos que realizan la transformación de voltaje altos a voltajes bajos, se utiliza tanto es sistemas de subtrasmisión, distribución y transmisión (Figura 1.4)



Figura 1.4. Transformador de potencia de 2. 5 MVA

En el patio de 13,8 Kv como elementos principales se nombran las barras, reconectadores electromecánicos, aisladores, puntas Franklin, red de puesta a tierra, y alumbrado (Figura 1.5)



Figura 1.5. Patio de 69 Kv y patio de 13,8 Kv de la subestación Gonzanamá previo a la modernización.

Reconectadores: tienen dos funciones de apertura y de recierre y su mando es electromecánico (Figura 1.6.)



Figura 1.6. Reconectadores libres de PCB con comando electromecánico**.**

Puntas Franklin: a igual que los pararrayos su función es de reducir las descargas eléctricas.

Los elementos particulares de la subestación no tienen un control automático, lo que es un problema para brindar un buen servicio de energía eléctrica tanto en AT como MT.

1.4 Esquema Unifilar de la Subestación

La subestación Gonzanamá tiene una potencia instalada de 2.5 MVA mediante un transformador trifásico de 2.5 MVA. La alimentación principal se realiza a través de la línea de subtransmisión que parte de la S/E Catamayo a 69 KV y continúa hacia la subestación Cariamanga. Mediante el transformador se reduce el nivel de tensión de 69 a 13,8 KV para suministrar energía eléctrica a los alimentadores 1311(Gonzanamá), 1312 (Quilanga) y 1313(Changaimina) como se observa en la Figura 1.7

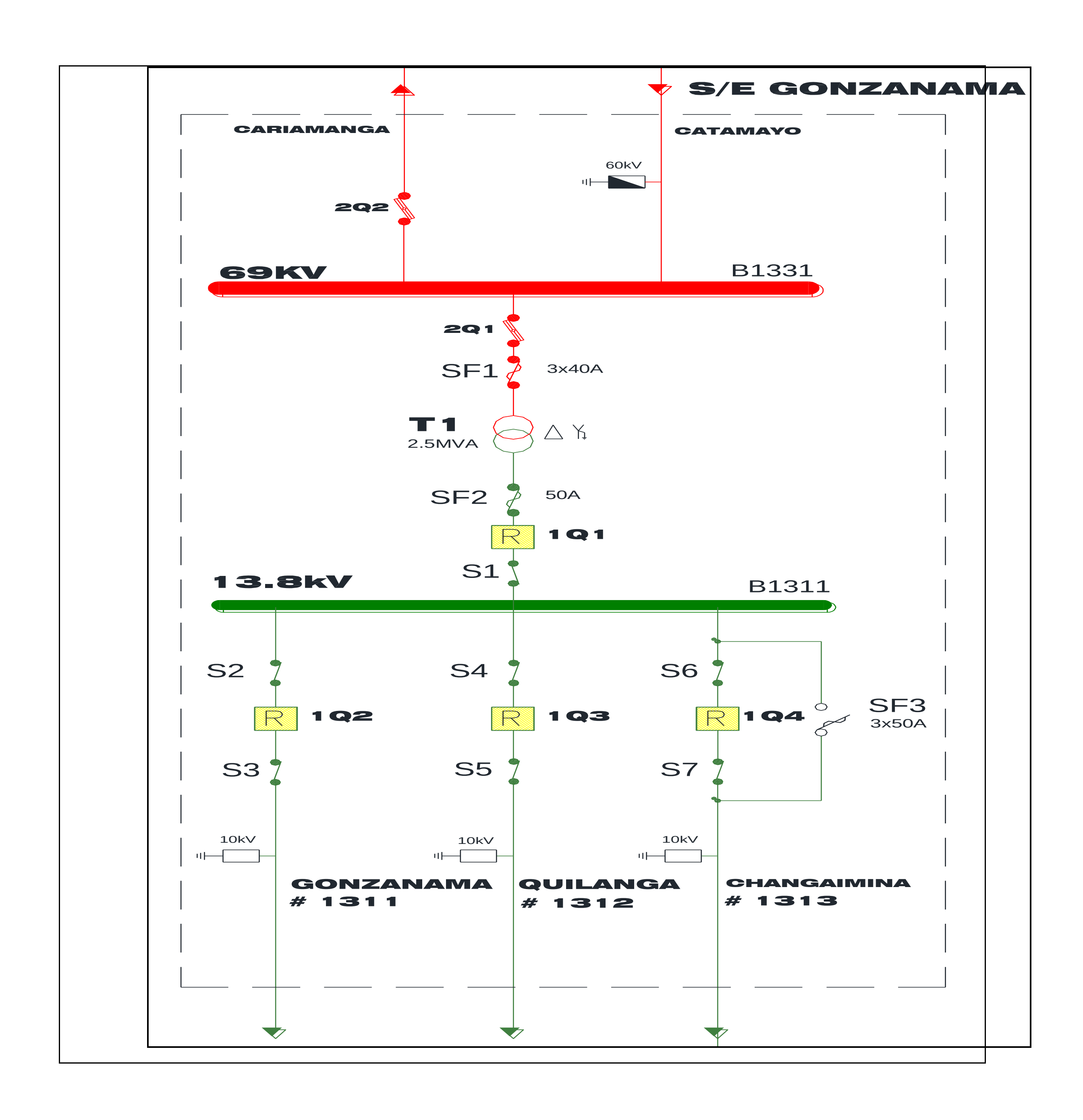


Figura 1.7. Esquema unifilar de la subestación Gonzanamá previo a la modernización

En el alimentador Gonzanamá existe una derivación para alimentar a Nambacola, en la modernización se requiere diversificar la carga, aumentando un alimentador hacia Nambacola.

1.5 Requerimientos Actuales para la Modernización

En la modernización de la subestación Gonzanamá es necesario la digitalización de todos los planos de control, monitoreo, remota, diagramas de conexión, distribución de borneras, diagramas de protección, medición, distribución general de corriente continua, alterna y cableado para las conexiones de los equipos que van a intervenir en la subestación, en los diagramas de control debe agregarse un circuito de mando según la necesidades.

Otro de los requerimientos es que exista claridad sobre el funcionamiento de los circuitos eléctricos, puesto que son la parte fundamental para el control de los dispositivos que van a intervenir en la modernización de la subestación, así mismo es necesario conocer los conceptos fundamentales de los elementos de operación de la subestación, como: que es un interruptor, para qué sirve un seccionador de línea, de barra, de puesta a tierra, Bypass, etc. Así mismo se deberá tener claro la operación o manipulación de cada elemento que se intervenga, así se evitará maniobras inadecuadas que lleguen a dañar los mecanismos que controlan a los equipos.

Los elementos de protección del sistema eléctrico deben estar dimensionados correctamente, para en caso de que exista una falla actúen lo más eficiente y rápidamente posible, protegiendo primordialmente al personal y luego al equipo, así mismo deben ser capaces de minimizar la corriente de cortocircuito y aislar la parte fallada, impidiendo que el daño trascienda a todo el sistema eléctrico.

Otro de los requerimientos importantes y necesarios es tener el control automático de la subestación por medio de redes inteligentes como es el sistema SCADA. Con este sistema mejorará la calidad del servicio técnico, reducirá el tiempo total de las interrupciones y el tiempo de atención (reclamos) y asimismo permitirá la planificación de la operación.

CAPITULO 2

2 ACTUALIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS O DIAGRAMAS DE LA SUBESTACIÓN PERTENECIENTE A EERSSA

2.1 Modernización de circuitos de control, vigilancia y operación

En la modernización, se realizó la digitalización de los circuitos de control como: los interruptores de potencia, seccionadores de línea, seccionadores de puesta a tierra, seccionador del transformador, diagramas de protección y medición, diagramas de distribución alterna, y continua, diagramas de conexión hacia los equipos, alarmas, y transformadores de potencial. Es necesario comprender los circuitos de control, su funcionamiento y las características de cada elemento que interviene en la subestación de distribución.

2.1.1 Circuitos de Control de los Interruptores de Potencia

En los interruptores de potencia se tiene la parte activa, la parte pasiva y los accesorios (Martín, 1987). La parte activa constituyen las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y la parte mecánica que soporta los contactos móviles (Figura 2.1).



Figura 2.1. Colocación de contacto fijo en el interruptor de potencia en la entrada de alimentación Catamayo.

La parte Pasiva es simplemente la protección física del interruptor, tanto de la parte mecánica como de parte la eléctrica (Figura 2.2)



Figura 2.2. Protección de la parte mecánica de interruptor.

Entre los accesorios se destacan: resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, motor, etc.

En el circuito de control del interruptor se adicionó un circuito de mando local y remoto, señalización de estados y relé de protección, tomando en cuenta los puntos de conexión para el correcto funcionamiento (Anexo 1).

En la instalación del interruptor se tomó en cuenta la cantidad de cables concéntricos que deben ir para la conexión, cada cable fue debidamente etiquetado de acuerdo al sistema al que pertenece como: las alarmas, alimentación de alterna, alimentación de continua, control, remota, interbloqueos y relé.

Una vez instalados y conectadas todas las partes de control, se procedió al llenado con el gas SF6 en el tanque del interruptor. (Figura 2.3.)



Figura 2.3. Llenado del gas SF6 Exafloruro de azufre en el interruptor de la entrada Catamayo hacia la subestación Gonzanamá.

2.1.1.1 Condiciones de llenado del gas SF6

Las condiciones son las siguientes

1. Presión correcta del gas (0.5 Mpa)
2. Temperatura ambiente adecuada (20 °C)
3. Verificación si hay fugas de gas con el equipo manómetro (Figura 2.4).



Figura 2.4. Verificando si existe fugas

4. Control de la presión a la entrada del tanque, si ésta es menor al 10 % de la presión atmosférica, y, a la salida si la presión es menor al 20 % de la presión atmosférica (Cuadro 1).

Cuadro 1. *Valores de controles de densidad (Circuit Breaker Instruction, 2011)*

Contacto eléctrico	**Válvula Operación**	**Válvula de Comienzo**
Alarma a 20 grados centígrados	(0.45=0.03) MPa	(0.47 – 0.50) MPa
Salida por Bloqueo a 20 grados centígrados	(0.40 = 0.03)Mpa	(0.42 – 0.45) Mpa

5. No operar el interruptor cuando la presión de gas es baja, de otra manera el interruptor se dañaría.
6. Debe ser limpiado el sellado para una garantía perfecta (Circuit Breaker Instructions, 2009).

Una vez realizados todos los procesos de implementación e instalación del interruptor se procedió a realizar las pruebas de aceptación del interruptor: resistencia de contactos y resistencia de aislamiento.

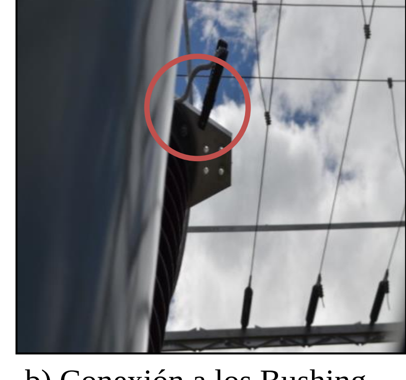
2.1.1.2 Prueba de resistencia de contactos (unión polo a polo):

1. La medición se realizó con el equipo denominado "MICROMETRO"
2. Del micrómetro la pinza de color rojo se conectó en el Bushing de entrada y la otra pinza de color negro en el Bushing de salida. (Figura 2.5).
3. Los valores que registró el micrómetro oscilaron entre los 120 a 150 microohmios
4. La corriente de alimentación a los Bushing es de 10 A a escala de 2000 μΩ, pero lo ideal sería la corriente nominal o superiores a 50 A
5. Las pruebas se realizaron con los contactos móviles cerrados.

6. Se efectuaron de 2 a 3 pruebas por cada Bushing consiguiendo un valor promedio.
7. Por cada prueba se debe esperar 1 minuto, ya que el equipo necesita restablecimiento.



a) Equipo de Medición



b) Conexión a los Bushing

Figura 2.5. Prueba de Resistencia de contacto con los contactos móviles cerrados

2.1.1.3 Prueba de Resistencia de aislamiento

1. La medición se realiza con el equipo llamado "MEGOHMETRO" Figura 2.6

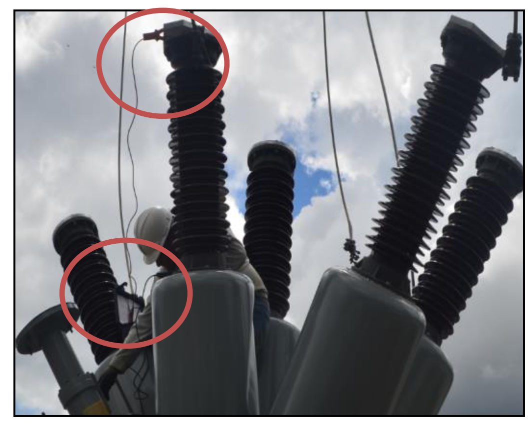


Figura 2.6. Equipo de medición MEGOHMETRO para realizar la prueba de resistencia de aislamiento

2. Conexión del cable color negro a tierra del interruptor
3. Conexión de cable color rojo al Bushing (figura 2.7)



a) Equipo de Medición



b) Conexión a los Bushing

Figura 2.7 Prueba de Resistencia de Aislamiento

4. Los valores de la resistencia de aislamiento se registraron al alrededor de los Megaohmios
5. En la escala C la alimentación es en el de 2.5 KV
6. Las pruebas se deben realizar con los contactos fijos colocados en el interruptor.

2.1.2 Circuitos de Control de los Seccionadores.

En los seccionadores Tripolares de 69 KV se tiene la caja de control donde intervienen: bobinas o electroimanes, borneras de conexión, circuito de control, protección para el motor, etc. Estos seccionadores pueden ser controlados: local manual, local eléctrico y remota.

La función principal de los seccionadores es dar mantenimiento. Cuando se operaran se debe asegurar que el sistema este sin carga, para esto se realizó un ajuste en el circuito de control utilizando con un contacto auxiliar del interruptor de potencia. Asimismo se agregó contactos que sirven como condición para la apertura y cierre de las cuchillas principales y puesta a tierra (Anexo 2).

Cabe anotar que al igual que el interruptor se toma en cuenta la cantidad de cables concéntricos que deben ir a la caja de control como son: remota, alimentación de voltaje continuo y voltaje alterno y el interbloque del interruptor.

2.1.3 Circuito del Seccionador del Transformador

En el circuito de control del seccionador del transformador también se agregó borneras y un contacto que sirve de interbloqueo, que es comandado por el reconectador principal. (Anexo 3)

2.1.4 Distribución de borneras de los interruptores posiciones Catamayo y Cariamanga

Se efectuó una distribución de borneras adecuada lo que permite conectar los equipos, esta distribución se realiza tanto para la caja de control del interruptor, como la del seccionador, esta parte de la modernización se debe hacer en función de las borneras propias que ya vienen en cada elemento. En el gabinete de control que se encuentra en la casa de mando también se debe agregar borneras, estos serán puntos de conexión que vienen desde los equipos que se encuentran ubicados en el patio de 69 KV

Las borneras que se adicionó en la caja de control de interruptor son denominadas: TB2, en estas borneras se conectan los interbloqueos y las alarmas.

El otro juego de borneras se divide en alimentación de continua tanto positiva y negativa que sirven para la alimentación de los contactos normalmente abiertos y normalmente cerrados, además en el mismo juego de borneras esta la distribución de corriente alterna válida para servicios auxiliares, todo este conjunto de borneras se llama TB1.

Finalmente se colocó un juego de borneras en la casa de mando, en esta distribución se realizó todas las conexiones del interruptor, hasta llegar a la R**emota** (Anexo 4).

2.1.5 Distribución de Borneras de los Seccionadores posiciones Catamayo y Cariamanga

En esta distribución, más sencilla, se dividió en: alimentación continua positiva y negativa, además puntos de conexión, por ejemplo: los interbloqueos del interruptor, Remota, servicios auxiliares, etc.

2.1.6 Distribución de Borneras del seccionador para el Transformador

En esta distribución únicamente se agregó ocho borneras debido a que el seccionador cuenta con borneras propias para realizar las conexiones. (Anexo 6)

Como la Subestación se encuentra en la intemperie se instaló circuitos de vigilancia a saber: cámaras de seguridad, cámaras de monitoreo, sensores de movimiento y sensores de humo, ya que en caso de algún evento o cualquier situación inesperada, los circuitos activarán las alarmas que serán observadas desde el centro de control, pudiendo planificar algún tipo de operación o mantenimiento.

2.1.7 Operación de los Elementos de la Subestación Gonzanamá

2.1.7.1 Operación del Interruptor SF6

La operación del interruptor de potencia es la conexión y desconexión automática tanto en condiciones normales como de corto circuito. Para maniobrar un interruptor de potencia ya, sea de apertura o de cierre, se lo puede hacer tanto local como remoto.

Estos interruptores necesitan una cámara de extinción de SF6 (Hexafluoruro de azufre), debido que operan con carga. (Figura 2.8)

Cuando se quiere maniobrar al interruptor de potencia, en caso de mantenimiento, es necesario tomar en cuenta lo siguiente:

1. Desde la central de operación dar una señal de desconexión ý poder maniobrar en forma local.
2. Para cerrar el interruptor deben estar cerrados los seccionadores de servicio.

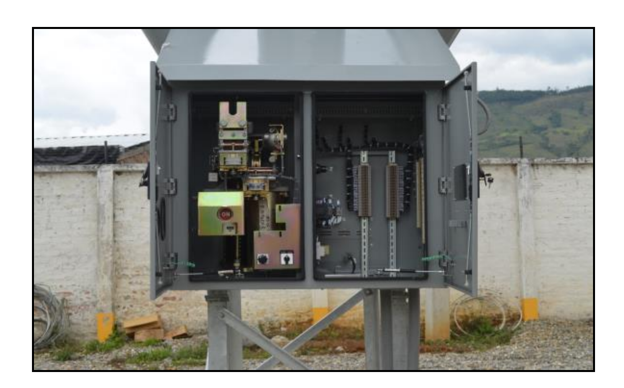


Figura 2.8. Control de interruptor de potencia salida al cantón Cariamanga son sus respectivas entradas y salidas para su operación Remota.

2.1.7.2 Operación de los Seccionadores

Los seccionadores se abrirán cuando el sistema de la subestación se encuentre sin carga, existen tres tipos de seccionadores:

Seccionadores de Línea: son los que se encuentran conectados en la línea de subtransmisión, que son los encargados de aislar la tensión de la línea de transmisión con el interruptor. Para la operación de un seccionador de línea se debe asegurar que el interruptor este desconectado.

Seccionadores de Puesta a tierra: este seccionador no permite que la línea esté energizada. Para cerrar un seccionador de puesta a tierra es necesario que todos los

seccionadores de servicio, de la parte de la instalación que se va a colocar a tierra, estén abiertos.

Seccionador de Barra: este se encuentra entre la barra y el interruptor de la barra. Para cerrar un seccionador de servicio es necesario que todos los interruptores de puesta a tierra, de la parte de la instalación que va a volver a colocar en servicio, estén abiertos.



Figura 2.9. Seccionadores de línea, puesta a tierra, y seccionador de barra conectados en la línea de Cariamanga.

En la modernización, en la subestación de Gonzanamá, el transformador de potencia no se cambió, únicamente se diversificó la carga en los alimentadores, además, porque su vida útil no ha culminado y la demanda energética es la misma

Una vez instalados todos los equipos en la subestación, para la manipulación o maniobra se estructuró manuales didácticos de operación tanto para los interruptores de potencia ((LW24)$\frac{40.5}{72.5}$ Tank SF6), cajas de control de los seccionadores tripolares de línea, marca COLME y para el seccionador del transformador de marca ALSTON; de la misma forma se realizó el manual para los relés (ETR 300R DNP3.0) que son los que controlan los reconectadores para las diferentes líneas de carga. (Anexo 5)

2.2 *Modernización del diagrama unifilar de la subestación Gonzanamá*

La subestación Gonzanamá se conecta a nivel de 69 KV con las subestaciones Cariamanga, Catamayo, y Macará formando un anillo, como se puede observar en la figura 2.10, esta conexión permite al sistema mejorar el nivel de tensión, garantiza la seguridad de servicio y facilidad de mantenimiento.

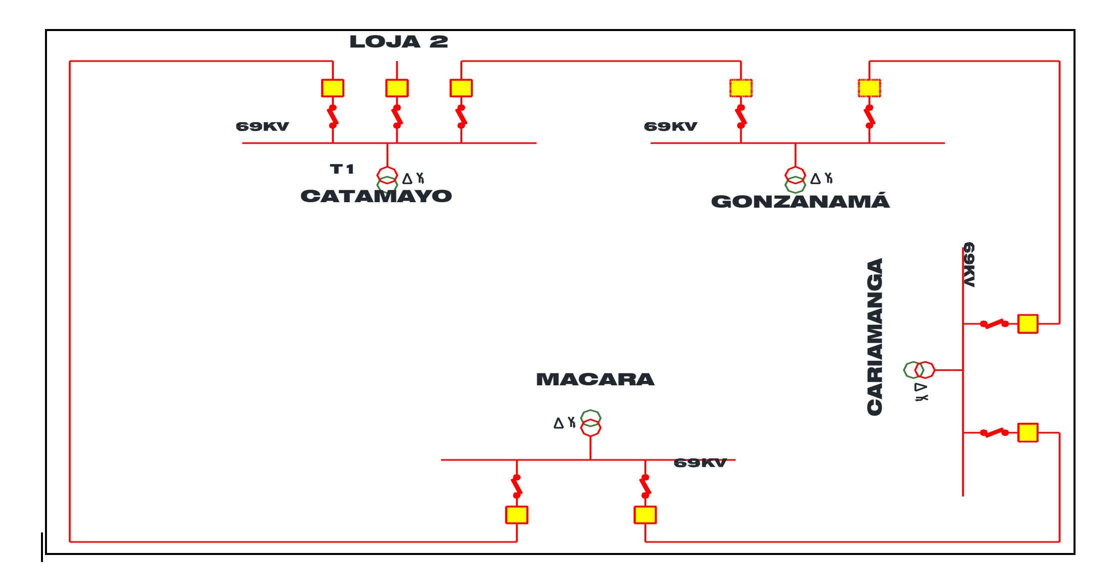


Figura 2.10. Diagrama unifilar de conexión en anillo de la Loja 2

En el esquema unifilar se reflejan cada uno de los elementos que constituyen las diferentes posiciones de la subestación y su configuración (Figura 2.11).

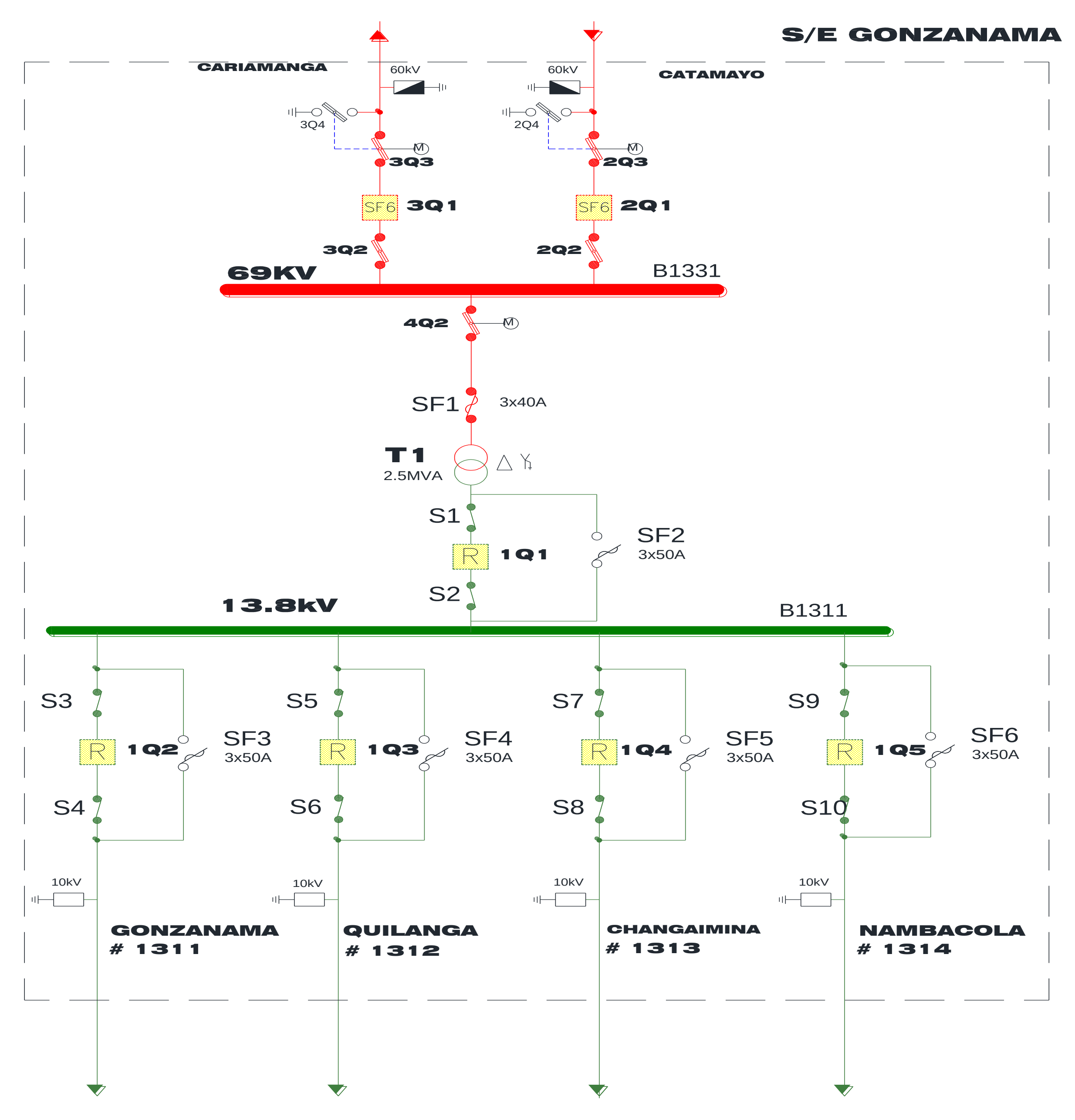


Figura 2.11. Esquema unifilar de la subestación Gonzanamá ya modernizada con sus respectivos elementos instalados

2.2.1 Posición o Vía a 69/13,8 KV

2.2.1.1 Posición 69 KV

En la posición de la línea de subtransmisión Cariamanga se tiene los siguientes elementos: seccionador motorizado 3Q3 que comanda a las cuchillas de puesta a tierra 3Q4 y al seccionador de línea.

En cada línea existen cinco equipos o dispositivos que intervienen en la modernización, el primer elemento, que inicia en la barra de 69 KV, está constituido por los seccionadores de barra denominados 3Q2 y 2Q2 que no son operados por la remota; el segundo está integrado por los interruptores de potencia de 69 KV tipo tanque muerto 3Q1 y 2Q1; el tercero se refiere al seccionador de línea 3Q3; el cuarto al seccionador de puesta a tierra 3Q4; y, el quinto equipo está formado por los pararrayos de 60 KV

Posteriormente se tiene la alimentación en 69 KV al transformador de 2.5 MVA, tiene además, un seccionador fusible SF1 y un seccionador motorizado 4Q2

2.2.1.2 Posición 13,8 KV

Dentro de la subestación Gonzanamá el punto más importante es el transformador de potencia de 2.5 MVA, con una relación de transformación 69/13,8 KV.

En la barra de 13,8 KV existen los alimentadores dirigidos a Gonzanamá, Quilanga, Changaimina y Nambacola, esto permite diversificar la carga en la subestación Gonzanamá. Cada alimentador cuenta con su respectivo reconectador o recloser.

2.2.2 Elementos que Intervienen en la Posición o Vía a 69/13,8 KV

2.2.2.1 Relé Direccional de los Interruptores

Estos relés actúan como protección enviando la información a los dispositivos de operación. Según la norma son denominados relés 67 direccionales, donde estos van a depender del sentido del flujo de corriente para operar (Figura 2.12) (Manual Electric y Electronic, 2009)



Figura 2.12. Relé AQ F350 instalados en la casa comando de la subestación Gonzanamá.

2.2.2.2 Relé de sobre corriente de los reconectadores (ETR300-R)

ETR300-R es una de las tecnologías avanzadas en los relés de control digital, es diseñado para proveer la coordinación de protecciones, el relé visualiza los eventos de falla que pudiera existir dentro del sistema eléctrico, que permitirá tomar medidas necesarias para mejorar la continuidad de servicio eléctrico Figura(2.13) (ENTEC Electric y Electronic 2009)



Figura 2.13. Relé ETR 300 que controlan a reconectadores

2.2.2.3 Interruptor de Potencia

Son interruptores de potencia de vital importancia para el sistema eléctrico, su función es de conexión y desconexión automática tanto en condiciones normales como condiciones anormales (Barrantes, 2011) (Figura 2.14)



Figura 2.14. Interruptor de potencia en la implementación, colocando lo contactos fijos al interruptor y la protección para los Tc´s.

2.2.2.4 Transformador de Potencial

Son elementos encargados de bajar la tensión a valores admitidos para los elementos de medición, control, y protección. (Figura 2.15)



Figura 2.15. Transformadores potenciales inductivos que se encuentran instalados en el patio de 69 Kv, su conexión en centro estrella

2.2.2.5 Transformador de Corriente

Los transformadores de corriente son de dos tipos: el transformador de corriente de protección deben ser capaces de conducir altas corrientes de falla para el sistema de protección sin saturación, al contrario los transformadores de corriente de medición deben proporcionar precisión dentro del rango de corrientes de funcionamiento y saturarse ligeramente por encima de ese rango con el fin de proteger los contadores eléctricos (Figura 2.16)

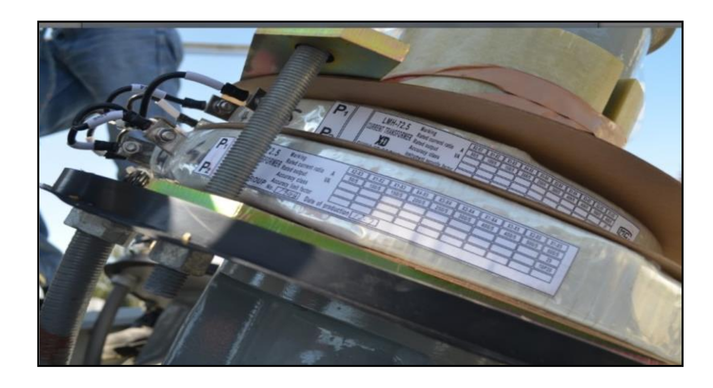


Figura 2.16. Transformadores de corriente que se encuentran conectados en serie con los contactos fijos del interruptor

2.3 Requerimientos futuros

En la subestación es necesario el correcto dimensionamiento de las protecciones, para que en caso de contingencias estas actúen y mantengan la continuidad de servicio. Si una protección no actúa en el momento de falla se verá afectado no solo el sistema eléctrico si no la demanda del cantón Gonzanamá.

La implementación de nuevas tecnologías en la empresa eléctrica es fundamental para brindar un mejor servicio eléctrico, este proyecto de tesis se tomará como punto de partida para la modernización e implementación de futuras subestaciones, siguiendo las recomendaciones y normas en el caso de instalar los equipos y ponerlos en funcionamiento

Como se tiene datos en tiempo real esto servirá para mejorar la planificación, operación y servicio de la subestación.

CAPITULO 3

3 PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN

3.1 Introducción

En la Subestación Gonzanamá se dimensionó los sistemas de protección para conseguir la máxima seguridad, flexibilidad y continuidad de servicio con los mínimos costes de inversión y operación que satisfagan los requisitos del Sistema Eléctrico.

La parte más importante de los sistemas de protección son los relés que sirven para detectar la falla y a la vez realizan la desconexión automática de los interruptores cuando existen fallas de sobrecorriente. (Corporación CENACE, 2001). No existe ninguna norma específica para la coordinación de protecciones en subestaciones de distribución, pero si existe un extensa variedad de equipos para proteger.

3.2 Antecedentes

Los fusibles son los dispositivos de protección más antiguos. Se calibran de forma que el conductor se funde cuando es atravesado por una intensidad prefijada, interrumpiendo el circuito. Los fusibles son económicos y son capaces de eliminar elevadas corrientes de cortocircuito en tiempos inferiores a los 5 ms. No obstante, posee desventajas como poca precisión, bajo poder de corte, envejecimiento, etc., que hacen que en la actualidad su uso quede restringido a circuitos de baja tensión y a derivaciones de líneas y equipos de pequeña potencia de la red de media tensión (Hernández, 2008)

"…Desde que la demanda de energía eléctrica comenzó a ser mayor, las industrias productoras de energía eléctrica se vieron en la necesidad de diseñar equipos y sistemas que permitieran que el suministro de energía fuera constante

y seguro. La seguridad debía ser no solo para garantizar el suministro de energía sino también para proteger los equipos de los usuarios de eventuales descargas eléctricas o sobre corrientes, las cuales podían durar desde unos cuantos ciclos hasta algunos segundos, de ahí que uno de los equipos más utilizados para garantizar la restauración del servicio han sido los reconectadotes eléctricos…” (Yam, 2006)

3.3 *Tipos de Protecciones en sistemas eléctricos de potencia de distribución*

3.3.1 *Relé direccional*

Son dispositivos que detectan fallas o condiciones anormales de un sistema eléctrico y los separa de la red eléctrica a la que se encuentra conectada, en forma automática. El relé direccional compara una señal de entrada con una señal de ajuste, donde el dispositivo realizará su operación cuando la señal de entrada sea mayor a la señal de ajuste, desconectará automáticamente el interruptor asociado al sistema fallado (Figura 3.1) (Corporación CENACE, 2001).

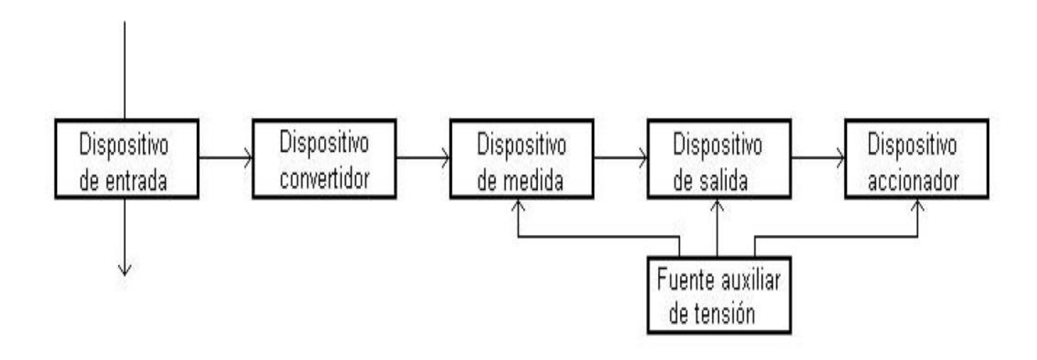


Figura 3.1. Esquema básico de un relé de protección (Corporación CENACE, 2001)

Los relés por su característica se clasifican de la siguiente forma:

Por su tiempo de Operación

- Relés de sobrecorriente instantáneo (50)
- Relés de sobrecorriente con retardo de tiempo (51)

Por su Construcción

- Relés electromecánicos
- Relés estáticos
- Relés digitales

Por su características tiempo- corriente

- Tiempo definido
- Tiempo inverso
- Tiempo muy inverso
- Tiempo extremadamente inverso

Por su nivel de corriente y forma de conexión

- Relés de sobrecorriente de fase
- Relés de sobrecorriente de neutro
- Relés trifásicos (Corporación CENACE, 2001)

3.3.2 Reconectadores

Estos reconectadores son controlados por microprocesadores que tienen curvas que pueden configurarse con facilidad en un ordenador, lo cual permite seleccionar las mismas de acuerdo a las necesidades de coordinación tanto para fallas fase-fase como las de fase-tierra. Esto posibilita reprogramar las características sin la necesidad de cambiar componentes (Corporación CENACE, 2001).

Los reconectadores se instalan en los siguientes puntos de la red de distribución:

- En subestaciones, para facilitar la protección primaria de circuitos

- En alimentadores principales para evitar la pérdida de todo el circuito
- En ramas o derivaciones, para prevenir la apertura del circuito principal debido a fallas en las mismas.

Cuando se instalan reconectadores es necesario tener en cuenta los siguientes factores:

- Tensión del sistema
- Niveles de cortocircuito
- Corriente máxima de carga
- Corriente mínima de cortocircuito en la zona protegida por el reconectador
- Coordinación con otros dispositivos de protección localizados hacia la fuente y hacia la carga
- Sensitividad de operación para fallas a tierra (Hernández, 2008)

3.3.3 Fusibles

Un fusible es un dispositivo empleado para proteger un circuito eléctrico. Interrumpiendo el flujo de la corriente eléctrica cuando esta sobrepasa el valor de la corriente de fusión del fusible dentro de un tiempo determinado. El elemento de protección para la desconexión del cortocircuito es el dispositivo fusible, este se funde al paso de una magnitud de corriente superior para la que fue diseñada. Según Acosta (2006) para la selección de un fusible debe conocer:

- Tensión y nivel de aislación
- Tipo de sistema
- Máximo nivel de cortocircuito
- Corriente de carga

De acuerdo a la norma ANSI C37.100-1972 los cortocircuitos fusibles son identificados por las siguientes características.

- Frecuencia.

- Tensión eléctrica nominal.
- Corriente eléctrica nominal.
- Nivel básico de impulso.
- Servicio (interior o intemperie).
- Respuesta de Operación (curva tiempo- corriente).
- Velocidad de Respuesta (tiempo de expulsión)
- Capacidad interruptiva (simétrica y asimétrica)

3.4 Estado actual de las protecciones en la subestación Gonzanamá

En el patio de 69 KV de la S/E únicamente como medida de protección se tiene el pararrayo y seccionador fusible del transformador, en el patio de 13.8 Kv están conectados los reconectadores electromecánicos, es por eso que con el estudio y ayuda de profesionales, en la subestación se instaló y se dimensionó los relés direccionales y de sobrecorriente. En un sistema eléctrico de distribución en caso de falla las protecciones actúan por zonas, en el caso de la subestación Gonzanamá la zona primordial a proteger es el transformador seguido por las líneas de transmisión y distribución.

3.5 Flujos de potencia en la subestación Gonzanamá

Los estudios de flujo de potencia, comúnmente conocido como flujo de carga, son necesarios para el funcionamiento, la programación económica y el intercambio de energía entre empresas de servicios públicos. Además, el análisis de flujo de potencia se requiere para muchos otros análisis, tales como la estabilidad transitoria y los estudios de contingencia, asimismo la información de flujo de potencia es esencial para el monitoreo continuo del estado actual del sistema.

Los flujos de potencia se puede observar en la siguiente Figura 3.2

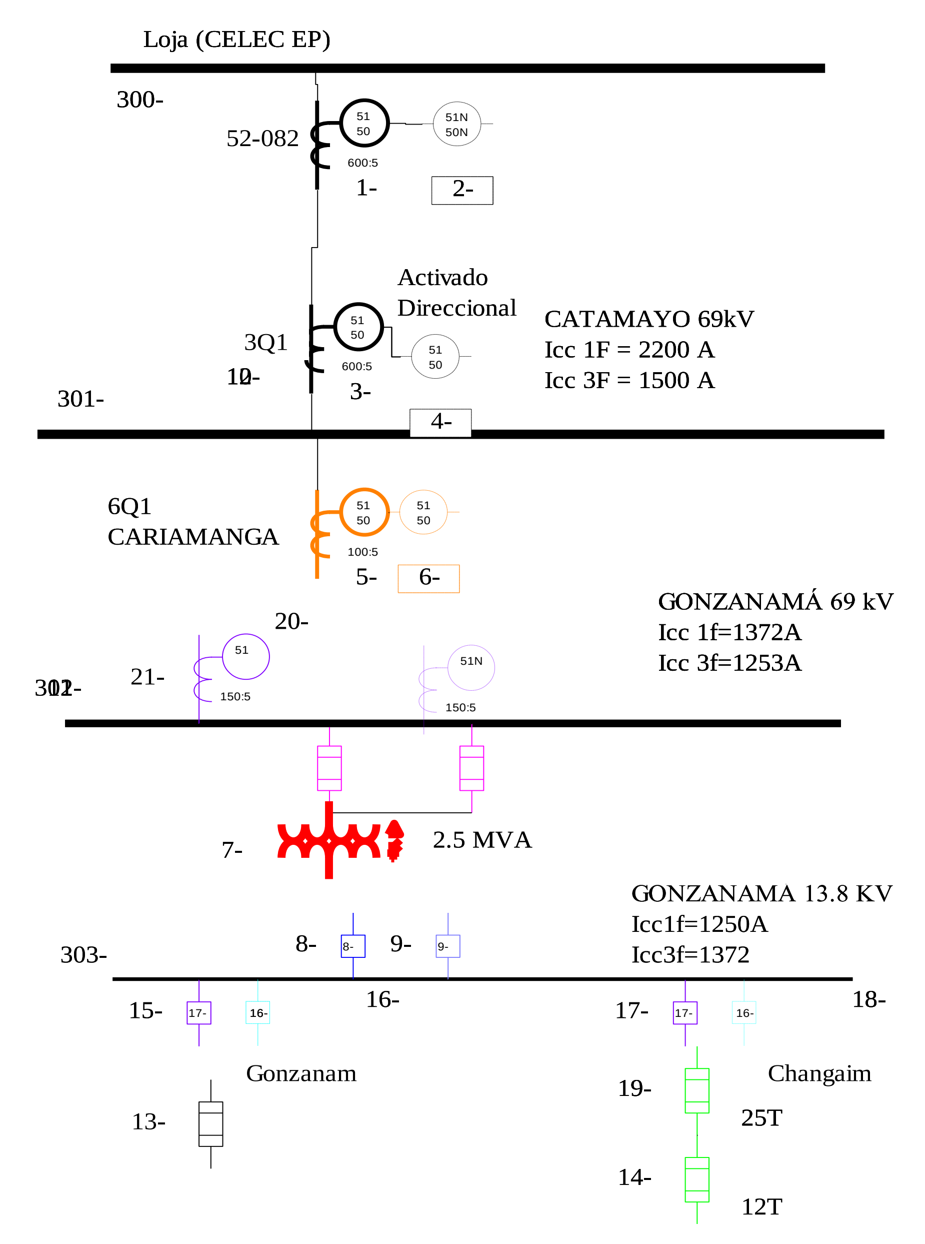


Figura 3.2. Valores de corriente en cada barra y configuraciones de cada de las protecciones.

3.6 Dimensionamiento de las protecciones a la subestación

No hay normas específicas para todas las protecciones de redes de distribución, pero existe una amplia variedad de equipamiento es utilizado para

proteger redes de distribución. El tipo particular de protección depende de los elementos del sistema ser protegidos y del nivel de tensión.

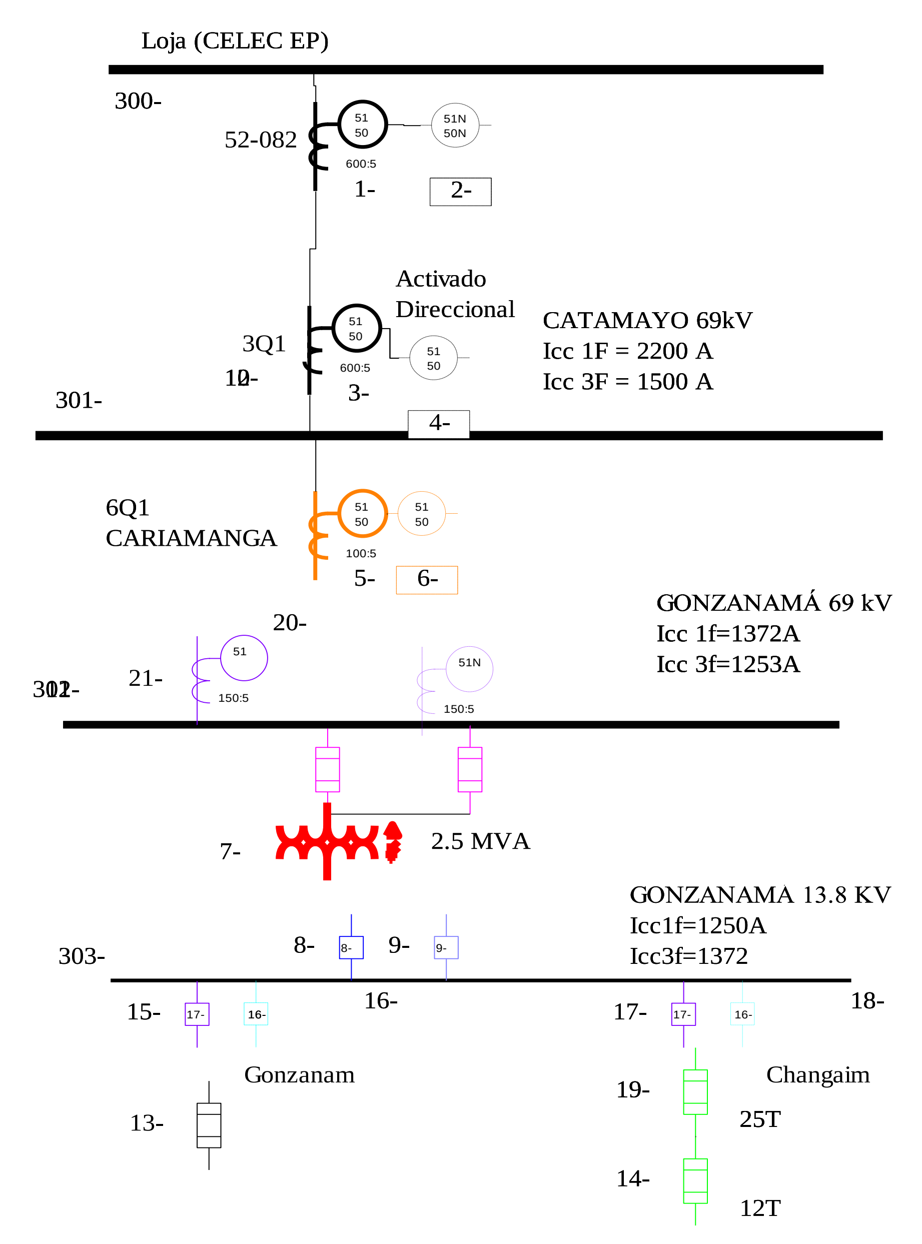


Figura 3.3. Valores de corriente en cada barra y configuraciones de cada de las protecciones.

En la siguiente figura se observan las curvas que indican el correcto dimensionamiento de cada una de las protecciones que intervienen en la subestación Gonzanamá.

El programa utilizado para la configuración de las protecciones es el CYMTCC.

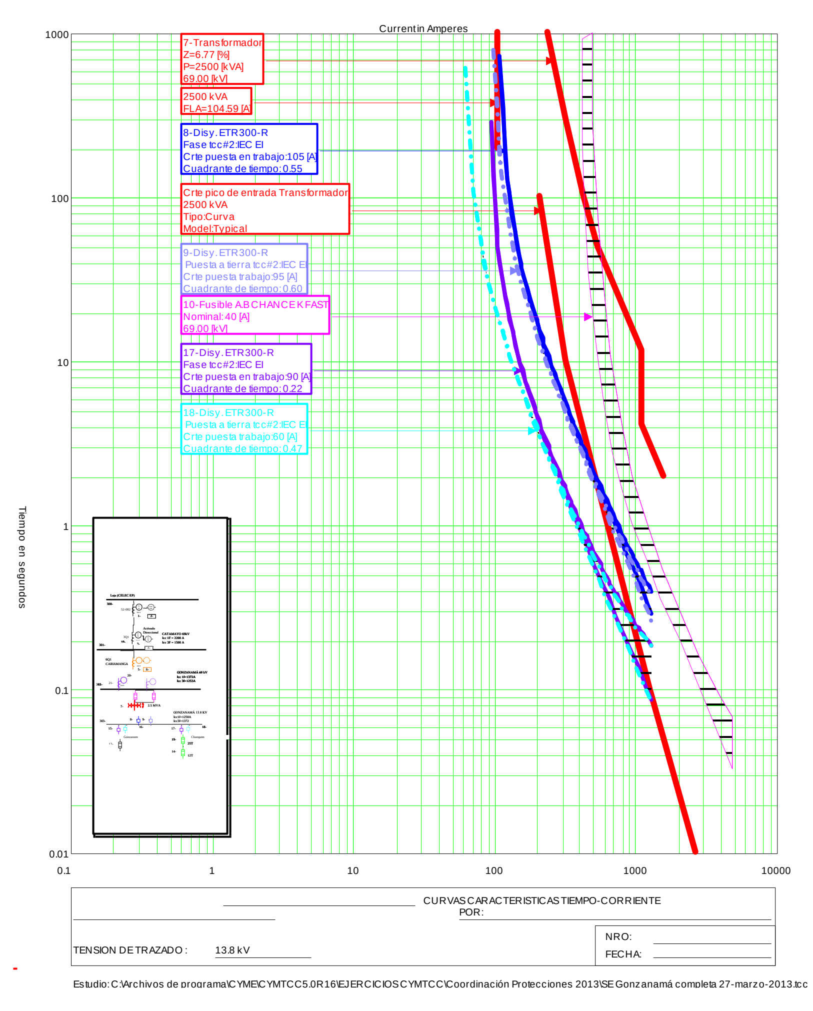


Figura 3.4. Coordinación de las protecciones de la subestación Gonzanamá.

Configuración del reconectador general 13,8 KV

- 51P=105 A
- Con una curva extremadamente inversa IEC, con un dial de 0.55
- 51N =90 A
- Con una curva extremadamente inversa IEC, con un dial de 0.60
- Configuración alimentadores

- 51P=90 A
- Con una curva extremadamente inversa IEC, con un dial de 0.22
- 51N =60 A
- Con una curva extremadamente inversa IEC, con un dial de 0.47

CAPITULO 4

4 ACTUALIZACIÓN DE PLANILLAS DEL CABLEADO DEL RTU PARA LA SUBESTACIÓN

4.1 Introducción

El sistema SCADA permite que el operador disponga de toda la información en un solo lugar para que pueda desde el mismo punto, controlar, proteger y monitorizar el sistema eléctrico de una forma más hábil. En el año 2003, la EERSSA se planteó la necesidad de contar con un sistema automático, este sistema permite la telemedición y el telecomando de los equipos de seccionamiento del Sistema Eléctrico de Potencia

El sistema de control tiene su unidad central en la sala de control de la subestación eléctrica, desde la que se examinan el conjunto de equipos de tecnología digital y numérica de los que se compone, estos equipos deben estar debidamente montados y cableados en armarios. Este sistema incluye desde los relés de señalización dispuestos en los propios aparatos eléctricos, hasta los complejos sistemas para la gestión de redes de orden superior. Para el control de los sistemas eléctricos es necesario disponer de información de su estado, es decir, conocer el valor de la tensión y la intensidad para lo que utilizamos los transformadores de tensión (TT, Transformadores de Tensión) y los respectivamente. Esta información se lleva y utiliza en relés de protección, aparatos de medida, contadores, etc (Barrantes, 2011)

4.2 Descripción del sistema SCADA de la subestación Gonzanamá

El sistema SCADA de la Empresa eléctrica regional del Sur tiene como objetivos principales:

- Reducir el índice de interrupciones, mejorando la calidad de servicio
- Cumplir las regulaciones y normas del CONELEC
- Comunicación permanente con el CENACE
- Coordinación de mantenimiento programado
- Fácil acceso a los registros históricos
- Análisis de falla en el sistema eléctrico de potencia
- Coordinación y dimensionamiento de las protecciones
- Monitoreo al instante de la subestación por cámaras de vigilancia
- Disponer de los parámetros eléctricos del sistema en forma simultánea y sincronizada
- Disminución de costo de operación

El sistema de automatización de la empresa eléctrica se tomó la decisión de ejecutarlo en tres etapas. La primera, la conformación del centro de control y la integración de 7 subestaciones, en la segunda 9 subestaciones y en la tercera etapa, 7 subestaciones y las dos centrales de generación. Ahora la empresa se encuentra en la segunda etapa de implementación del sistema SCADA (Aguilar y Moreno 2012)

En la parte interna de la subestación encontramos tres gabinetes que toman el nombre de RACK, RTU, y GABINETE DE CONTROL.

En el RACK está situado el Switch Ethernet de 16 puertos, en este dispositivo se encuentran conectados los equipos como: reconectadores, cámaras de vigilancia, grabador de video LNVR, radio ODU, y RTU, todos estos equipos se conectan a través de un cable de red UTP, la información de estos equipos es dirigido al POE

que cumple la función de dar energía y pasar la información la red de comunicación. La tecnología de comunicación que utiliza la empresa eléctrica es TCIP con una velocidad de 100 Mbps, la subestación Gonzanamá se enlace con el centro de control pasando por dos saltos que son, la repetidora Colambo y la repetidora Villonaco, estas repetidoras reciben y transmite en diferente frecuencia, pero en un rango de 5470 a 5725 MHz con MDBA (Modulación digital de banda ancha). El nivel de confiabilidad de la comunicación es de 99.95 %. En la siguiente figura se observa la conformación del sistema de modulación digital de banda ancha

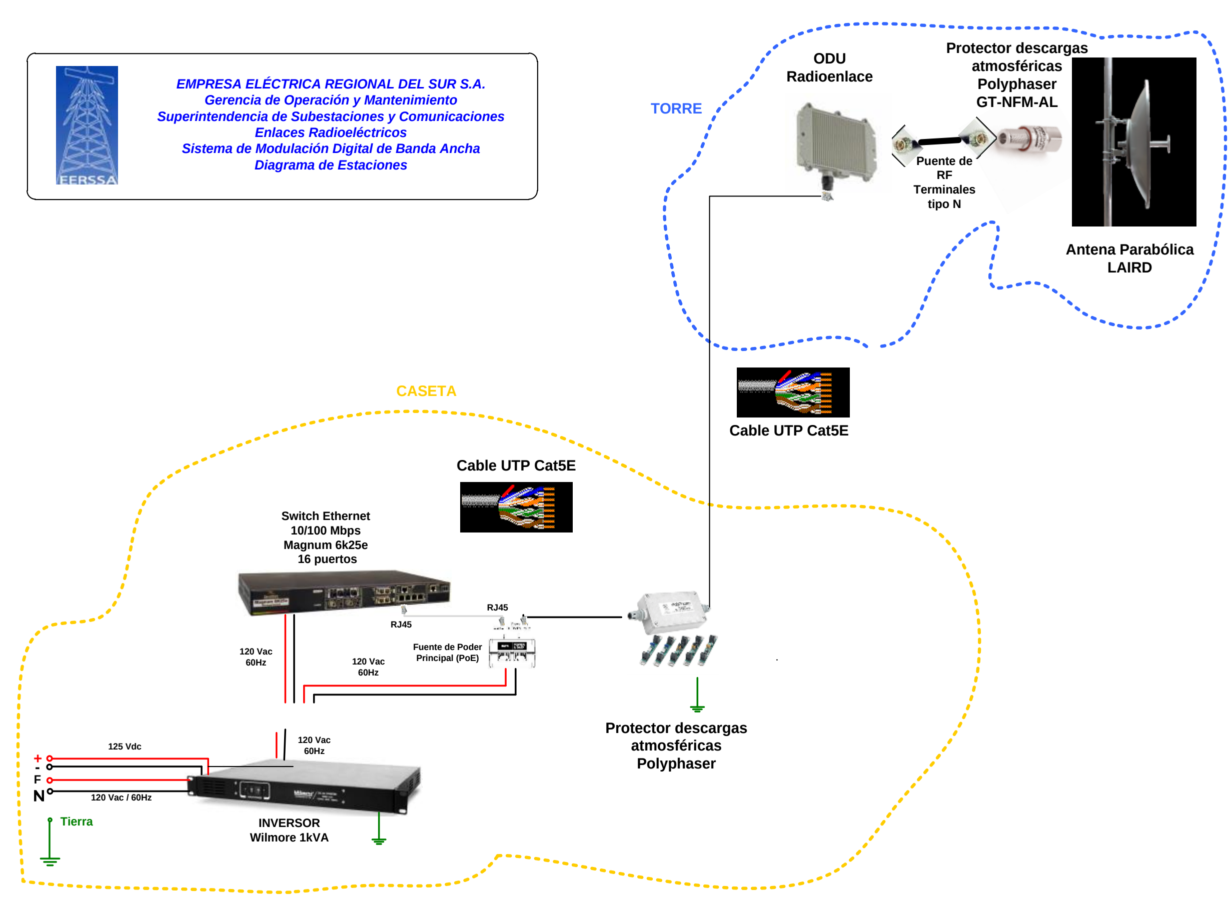


Figura 4.1. Sistema de modulación digital de banda ancha (EERSSA, 2013)

4.3 *Elaboración y recopilación de datos para las planillas del cableado del RTU*

Las **RTU** están equipadas con los siguientes módulos D20K- K1, D20S- S1, D20S-S2 Y D20 AC.

D20K- K1 es el módulo de salidas digitales conformado por 16 para Loca, y 16 para Remota.

D20S- S1, D20S-S2 Módulos digitales de 64 entradas.

D20 AC Modulo de entradas analógicas desde los TC´s Y TP´s.

Las planilas para el cableado se realizó con la ayuda del programa Excel (Anexo 7)

4.4 *Descripción y Lógica de funcionamiento de RTU*

La función principal de la Unidad Terminal Remota es captar o recolectar toda la información necesaria y comunicar a través de la DNP.

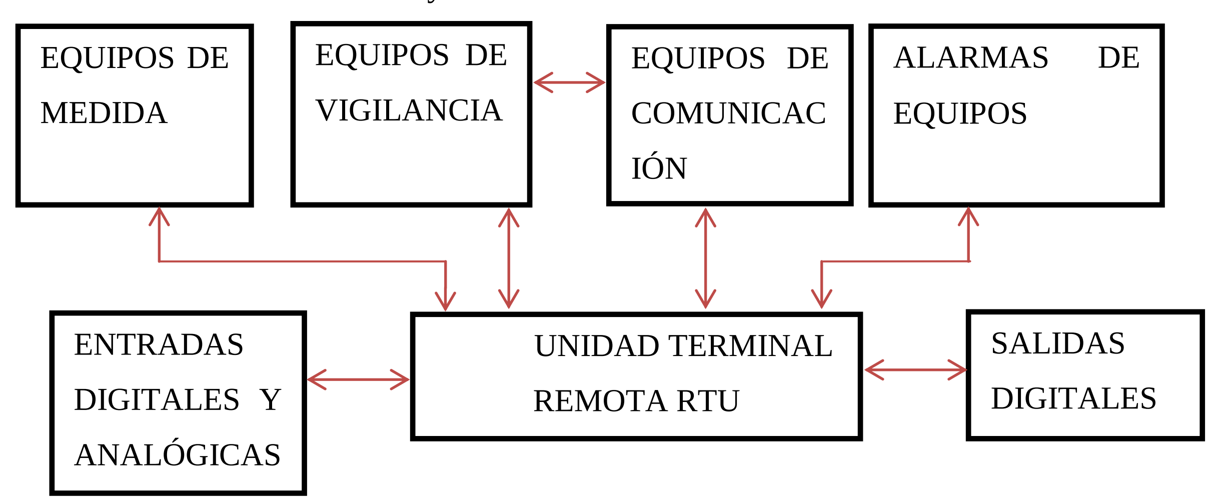


Figura 4.2. Sistema de modulación digital de banda ancha

4.5 *Pruebas de Funcionamiento de RTU*

Se ejecutó las pruebas de funcionamiento a cada uno de los elementos, verificando valores, tanto de potencias, voltajes, y corrientes. Las pruebas de

funcionamiento en la subestación Gonzanamá se requiere del programa de computadora utilizado por la empresa denominada Power Link Advantage, antes de integrar al centro de control situado en el edificio de la Empresa Eléctrica Regional del Sur Loja.

4.5.1 Interruptor Catamayo (2Q1)

Para esta prueba se necesita un ordenador hacia la remota que está en la casa de mando, en la pantalla de la computadora muestra una interfaz gráfica del diagrama unifilar de la subestación observando el estado del interruptor. Para la realización de la primera prueba es necesaria la ayuda de las cuadrillas ya que se dispuso verificar el estado del selector del interruptor, una vez colado en la posición Remota desde el computador portátil se dio la señal de apertura y se comprobó el cambio de estado, para el cierre se realiza de la misma forma. Para motivos de comprobación en la caja de control se colocó el selector en la posición local y desde el computador se da la señal de cierre y de apertura y en la pantalla da como resultado error. Ahora el estado del interruptor está abierto y en la caja de control del interruptor la posición del selector está en remota, desde la casa de mando también existe el control tanto de remota y local, se ubica el selector en la posición local en la casa de mando, procediendo dar la señal de cierre, pero este no actuará visualizándome en la pantalla la palabra error, para la finalización de la prueba se da la señal cierre, colando ambos selectores en la posición remota, se verifica su funcionamiento.

Para el interruptor Cariamanga (3Q1) se realizó la misma prueba de funcionamiento que al interruptor de Catamayo (2Q1)

4.5.2 Seccionador motorizado Catamayo (2Q3)

En la interfaz de la computadora se verifica el estado del seccionador, antes de la apertura del seccionador se debe verificar que el interruptor este abierto, una vez comprobado se da la señal de apertura y este actúa, para motivos de comprobación se coloca el selector en posición local eléctrico, dando la señal de

cierre de las cuchillas, pero este no actuara y en la pantalla del ordenador se mostrara la palabra error, se cambió el estado del seccionador una vez que el selector se colocó en la posición remota.

4.5.3 Seccionador del Transformador (4Q2)

Para realizar la prueba de funcionamiento del seccionador del transformador sin perder el servicio de energía eléctrica es necesario mallar el alimentador Changaimina con Santa Terecita como se observa en la figura 4.3

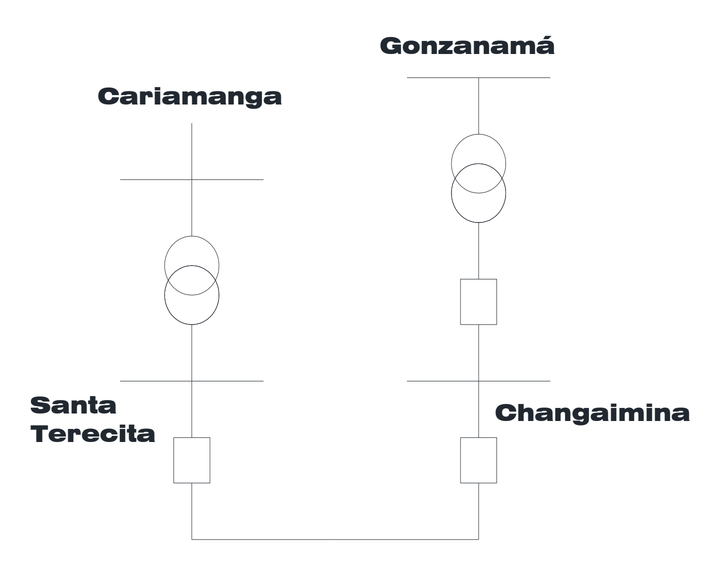


Figura 4.3. Representación gráfica del mallado de las subestaciones de Cariamanga y la de Gonzanamá

Como ya están malladas las subestaciones de Cariamanga y Gonzanamá a través de sus alimentadores, se proceda abrir el reconectador general, dejando sin energía la zona del transformador. En la interfaz gráfica se visualiza el estado del seccionador, entonces con la ayuda de la cuadrilla se verifica la posición del selector, que debe estar en la posición remota y se da la señal de apertura al seccionador y este actúa abriendo las cuchillas del seccionador de barra, asimismo se coloca el selector en la posición local y no debe actuar.

Para cerrar el seccionador se sigue el mismo procedimiento colando el selector en la posición remota. Para reactivar el servicio del transformador se comunica vía radio a la cuadrilla de Cariamanga restableciendo las subestación en conexión en anillo

4.5.4 Reconectador General (1Q1)

Verificación de estado del reconectador, la posición normal los seccionadores de barra deben estar cerrados y el ByPass abierto, como no existe una diferencia de potencial en los extremos de los seccionadores de barra no hubo problema en cerrar directamente el ByPass.

En la caja o gabinete de control del reconectador está la tecla REMOTE ENABLED, habilitada esta tecla se procedió a comprobar el funcionamiento de estados tanto de apertura y cierre del interruptor, asimismo como en las pruebas anteriores para motivo de comprobación se desactiva la tecla REMOTE ENABLED y se envía la señal de cierre o de apertura, cómo resultado en la pantalla nos indica error.

Siguiendo el mismo proceso de comprobación de funcionamiento, se realizó para los siguientes reconectadores 1Q2, 1Q3, 1Q4, 1Q5, pertenecientes a Gonzanamá, Quilanga, Changaimina, Nambacola respectivamente.

Cuadro 2. *Pruebas de funcionamiento de cada uno de los equipos, comprobando la operación del selector y el estado del equipo.*

PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DE LA RTU					
Equipo	**Posición del Equipo**	**Estado del Equipo**	**Operación Selector**	**Operación**	**Resultado**
1Q1	REMOTE ENABLED	CERRADO	X	ABRIR	ABIERTO
1Q2	REMO TE ENABLED	ABIERTO	X	CERRAR	CERRADO
1Q3	REMOTE ENABLED	CERRADO	X	ABRIR	ABIERTO
1Q4	REMOTE ENABLED	CERRADO	X	ABRIR	ABIERTO
1Q5	REMOTE ENABLED	ABIERTO	X	CERRAR	CERRADO
4Q2	REMOTA	CERRADO	REMOTA	ABRIR	ABIERTO
4Q2	REMOTA	ABIERTO	REMOTA	CERRAR	CERRADO
4Q2	LOCAL	CERRADO	LOCAL	ABRIR	X
4Q2	LOCAL	CERRADO	LOCAL	CERRAR	X
2Q1	REMOTA	CERRADO	REMOTA	ABRIR	ABIERTO
2Q1	REMOTA	ABIERTO	REMOTA	CERRAR	CERRADO
2Q1	REMOTA	CERRADO	LOCAL	ABRIR	X
2Q1	REMOTA	CERRADO	LOCAL	CERRAR	X
2Q1	REMOTA CASA MANDO	CERRADO	REMOTA	ABRIR	ABIERTO
2Q1	LOCAL CASA MANDO	ABIERTO	REMOTA	CERRAR	X
2Q1	REMOTA CASA MANDO	ABIERTO	LOCAL	CERRAR	X
2Q1	LOCAL CASA MANDO	ABIERTO	LOCAL	CERRAR	X
2Q3	REMOTA	CERRADO	REMOTA	ABRIR	ABIERTO
2Q3	REMOTA	ABIERTO	REMOTA	CERRAR	CERRADO
2Q3	REMOTA	CERRADO	LOCAL ELÉCTRICO	ABRIR	X
2Q3	REMOTA	CERRADO	LOCAL ELÉCTRICO	CERRAR	X
2Q4	REMOTA	CERRADO	REMOTA	ABRIR	ABIERTO

2Q4	REMOTA	ABIERTO	REMOTA	CERRAR	CERRADO
2Q4	REMOTA	CERRADO	LOCAL ELÉCTRICO	ABRIR	X
2Q4	REMOTA	CERRADO	LOCAL ELÉCTRICO	CERRAR	X
3Q1	REMOTA	CERRADO	REMOTA	ABRIR	ABIERTO
3Q1	REMOTA	ABIERTO	REMOTA	CERRAR	CERRADO
3Q1	REMOTA	CERRADO	LOCAL	ABRIR	X
3Q1	REMOTA	CERRADO	LOCA	CERRAR	X
3Q1	REMOTA CASA MANDO	CERRADO	REMOTA	ABRIR	ABIERTO
3Q1	REMOTA CASA MANDO	ABIERTO	LOCAL	CERRAR	X
3Q1	LOCAL CASA MANDO	ABIERTO	LOCAL	CERRAR	X
3Q1	LOCAL CASA MANDO	ABIERTO	LOCAL	ABRIR	X
3Q3	REMOTA	CERRADO	REMOTA	ABRIR	ABIERTO
3Q3	REMOTA	ABIERTO	REMOTA	CERRAR	CERRADO
3Q3	REMOTA	CERRADO	LOCAL ELÉCTRICO	ABRIR	X
3Q3	REMOTA	CERRADO	LOCAL ELÉCTRICO	CERRAR	X
3Q4	REMOTA	CERRADO	REMOTA	ABRIR	ABIERTO
3Q4	REMOTA	ABIERTO	REMOTA	CERRAR	CERRADO
3Q4	REMOTA	CERRADO	LOCAL ELÉCTRICO	ABRIR	X
3Q4	REMOTA	CERRADO	LOCAL ELÉCTRICO	CERRAR	X

Las pruebas de funcionamiento en el centro de control se realizaron una vez comprobados todos los equipos, estas pruebas únicamente se realizan de forma remota, verificando con las cuadrillas la operación de los equipos.

CAPÍTULO 5

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- Las subestaciones de distribución son la parte muy importante para la distribución, por ello deben operar bajo normas estándares de seguridad con el fin de continuar con su óptimo funcionamiento.

- El proyecto de tesis se realizó en el departamento de subestaciones y comunicaciones de la EERSSA, con la ayuda de profesionales relacionados al tema se logró reforzar los conocimientos obtenidos durante el periodo universitario.

- En base a la digitalización, actualización de los planos de control de los interruptores y seccionadores de la subestación Gonzanamá, se conoció la funcionalidad y características de los equipos. Asimismo en la digitalización de los planos se permitio analizar e identificar los circuitos de protección y medición.

- Una vez entendidos los circuitos de control se procedió a realizar una distribución de borneras adecuada, determino la conexión exacta de los puntos del circuito de control y fuerza con la Unidad Terminal Remota.

- Pare el trabajo de conexión de los equipos es estrictamente necesario realizar planillas y etiquetas, esto permite que al momento de conectar los equipos se trabaje con mayor facilidad y no perderce en los puntos de conexión.

- Luego de la digitalizacion y la correcta distribución de borneras se conectó los elemento que intervienen en la subestación, al momento de la conexión se realizó un sondeo del número de cables concéntricos que van a intervenir en cada elemento evitando el gato innecesario del material. Luego de la conexión y energización de los elementos, se permitió realizar pruebas de aceptación a los interruptores.

- Se aprendió a analizar la diferencia de los diagramas unifilares, en primera instancia el diagrama unifilar antes de la modernización y luego con la inclusión de nuevos equipos en la subestación.

- El empleo de relés inteligentes nos permitió estar conectados en línea monitoreado desde un lugar remoto; esto nos permite llevar un registro de corrientes, voltajes, potencias, y frecuencias. Estos datos serán exactos y confiables.

- Se aprendió a realizar un análisis general del dimensionamiento de las protecciones, tomando en cuenta la filosofia que utiliza la empresa electrica y profesionales al momento de coordinar y dimensionar las protecciones.

- Se identificó y analizó el funcionamiento de la Unidad Terminal Remota, sus caracaterísticas como por ejemplo, entradas y salidas digitales, entradas analogicas, relés de actuación y memoria.

- Al momento de realizar las pruebas se verificó la telemedición de los equipos, observando los datos y el comportamiento de cada uno de ellos.

5.2 *Recomendaciones*

- Se debe tener claro la funcionalidad de un sistema eléctrico de potencia, asimismo la actuación de la subestación en el sistema ya conformado a un sistema inteligente.

- Previo a la digitalización de los planos se debe visitar la subestación antes de la modernización y automatización, identificando los requerimiento necesarios para lograr los objetivos

- En el proceso de digitalización es necesario entender el funcionamiento de cada circuito de control, ya que posteriormente se realiza una distribución de borneras y se tendrá que identificar los contactos ya ocupados y utilizar contactos auxiliares donde esto me permita aumentar un circuito de mando e implementar a la remota.

- Al momento de digitalizar los planos es necesario identificar cada uno de los elementos que conforman el aparato de control

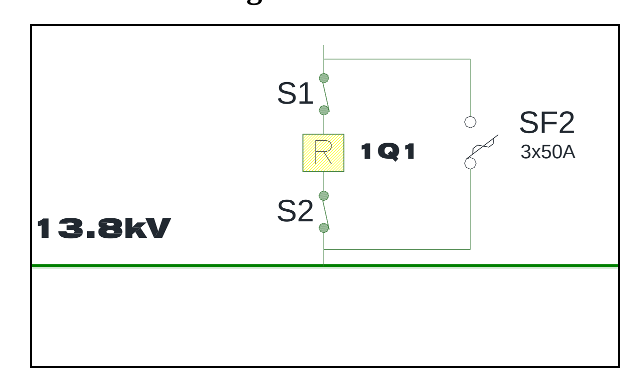
ANEXOS

OPERACIÓN DE UN RECONECTADOR ENTEC

Importante

Antes de cualquier operación se debe realizar la verificación de la condición actual del Reconectador

Diagrama Unifilar



El control me servirá para operar a cinco Reconectadores ENTEC,.

ACCESO A CAJA O GABINETE DE CONTROL DEL RECONECTADOR.



FIG. 1 PANEL DE CONTROL DEL RELÉ

Estas teclas siempre deben estar encendidas para el funcionamiento del relé en condición normal.

- **TECLA PROTECTION ENABLE. (Protección habilitada): encendido Led Rojo**
- **TECLA GROUND ENABLED (Tierra habilitada): encendido Led Rojo**
- **TECLA RECLOSE ENABLED (Recloser habilitada): encendido con recierre, apago no recierre**
- **TECLA REMOTE ENABLED (Remota Habilitada): encendido comando remota, apagado local sitio**

En la parte derecha del panel de control nos indica los leds que deberían estar encendidas en condiciones normales. Ver Figura 1.

OPERACIÓN LOCAL DE APERTURA Y CIERRE DEL RECLOSER DESDE EL CONTROL PROPIO DEL RECONECTADOR (RECLOSER)

Si se solicita desde el centro de control o ingeniero de turno dar algún tipo de maniobra se debe seguir los siguientes pasos.

1. Deshabilitar Remote Enabled (Led apagado)
2. Deshabilitar Recloser Enabled (Led apagado)
3. Apertura del Recloser
   - Se debe presionar la tecla Open,
   - Verificar en la parte inferior del interruptor Open, (Letrero Verde).
4. Para cerrar el Recloser
   - Presione la tecla Close,
   - Verificar el cierre del Recloser, (Letrero Rojo).

Nota. Dejar habilitando las teclas RECLOSE ENABLED y REMOTE ENABLED una vez concluida la operación.

RECOLECCIÓN DE DATOS ANTE DE EVENTOS DE FALLA

Pasos a seguir para la obtención de datos ante eventos de falla se debe realizar lo siguiente:

1. Identificar el tipo de falla que indica el relé, para ello fijarse en el lado derecho del panel del relé, las fallas que pueden presentarse son las siguientes: instantáneas A o ABC, o BN o AN y temporizadas.
2. Una vez identificado el tipo de falla, presionar la tecla EVENT y observar en el Display los valores.

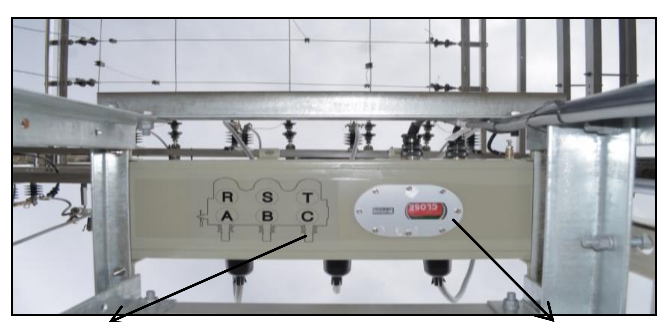
DATOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

1. En las opciones de medida las más importantes son, voltajes, corrientes, potencia.
2. Se debe presionar la tecla METER
3. Una vez presionado la tecla MERTER, se podrá elegir con la tecla ENT.
4. Para salir de la opción seleccionada, presionar la tecla ESC

OPERACIÓN MANUAL DEL RECONECTADOR

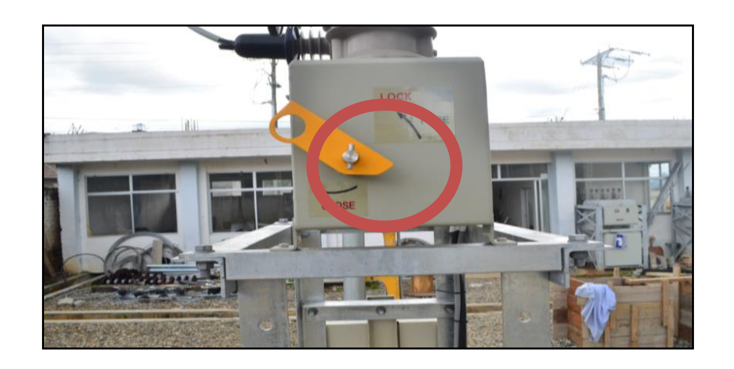
La operación manual se la utiliza bajo la dirección del centro de control o ingeniero de turno y es ejecutado en caso de emergencia, cuando no se dispone de la alimentación principal del reconectador.

1. Informar el estado del reconectador e identificar el letrero la posición del reconectador.
2. El letrero Rojo muestra CLOSE, Reconectador cerrado
3. El letrero Verde muestra OPEN, Reconectador abierto



Indicación de fases Letrero de verificación
de estado

4. Informar la posición de reconectador al centro de control, se debe esperar la orden de apertura o cierre.
5. Abrir la primera puerta del relé, donde se distinguirá el panel de control del Reconectador
6. Abrir la segunda puerta del relé, donde se encontrara la palanca para la operación manual.
7. Identificar la Palanca, que se encuentra en la parte lateral izquierda.
8. Retirar la palanca y cerrar la segunda puerta.
9. Seguidamente se coloca la palanca en la pieza de acople, la misma que se encuentra ubicado a un costado del reconectador.



Colocación de la palanca para la operación manual de cierre y de apertura como muestra la figura dentro del círculo rojo

10. Para cerrar el reconectador se debe girar en dirección de las manecillas de reloj. Verificar el estado del Letrero.



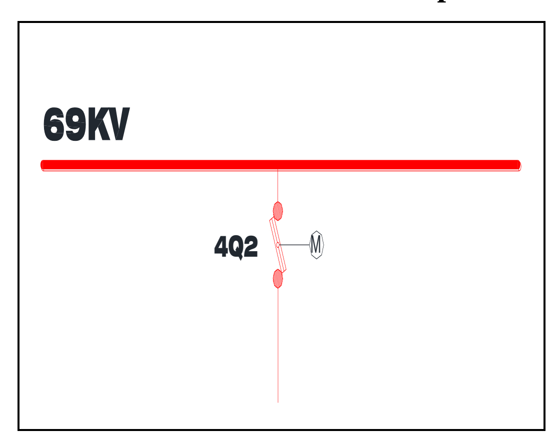
11. Para abrir el reconectador se debe girar en dirección contra las manecillas de reloj. Verificar el estado del Letrero.



12. Después de ejecutar un movimiento de operación de cierre o de apertura siempre se debe retirar el inmediatamente la palanca de la extensión circular plateada.

PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DEL SECCIONADOR TRIPOLAR DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Unifilar del Seccionador Tripolar



Seccionador de Barra del Transformador



CAJA DE CONTROL DEL SECCIONADOR DE BARRA DEL TRANSFORMADOR



Palanca para la operación Manual

Selector S3 para posición Manual, Local, Remoto

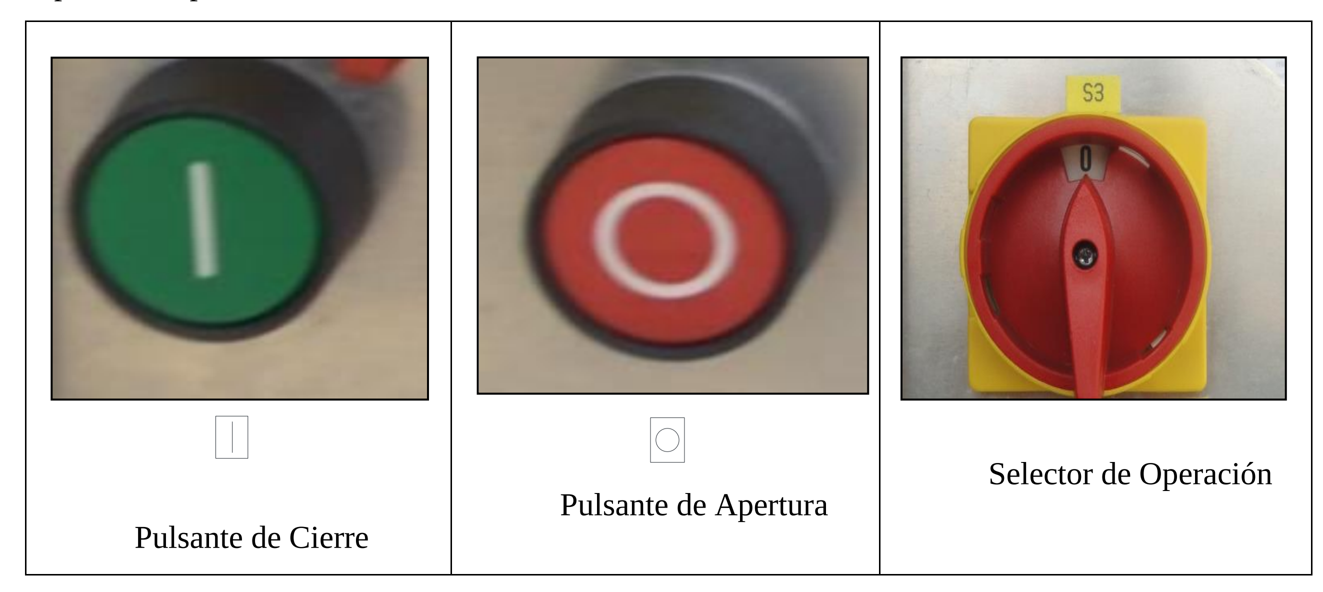
Pulsantes de cierre y de pertura S4y S5

Borneras y puntos de conexión que forman la parte de control del seccionador de barra.

Importante

Antes de cualquier operación del seccionador, se debe asegurar que el transformador este des energizado o sin carga.

Reconocer los pulsantes S4 y S5, y el selector S3, los pulsantes son de cierre y de apertura respectivamente.



Pulsante de Cierre

Pulsante de Apertura

Selector de Operación

Los pulsantes S4 y S5 se los utiliza para una operación Local Eléctrico que se indicará posteriormente

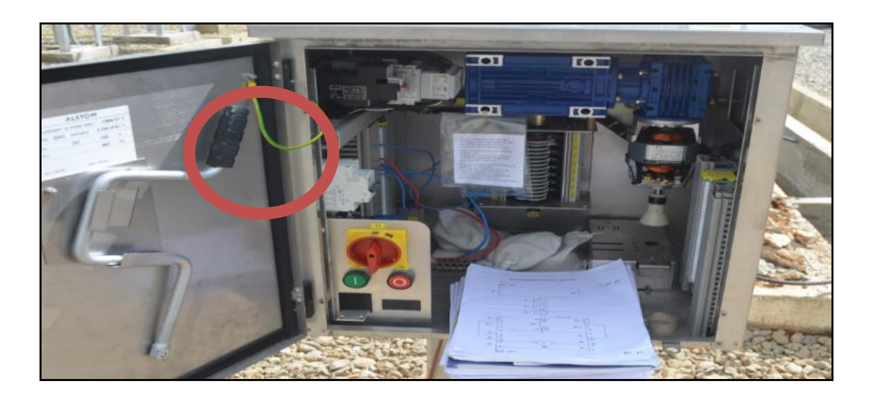
OPERACIÓN MANUAL SECCIONADOR DEL TRANSFORMADOR 4Q2

Se Debe Seguir Los Siguientes Pasos

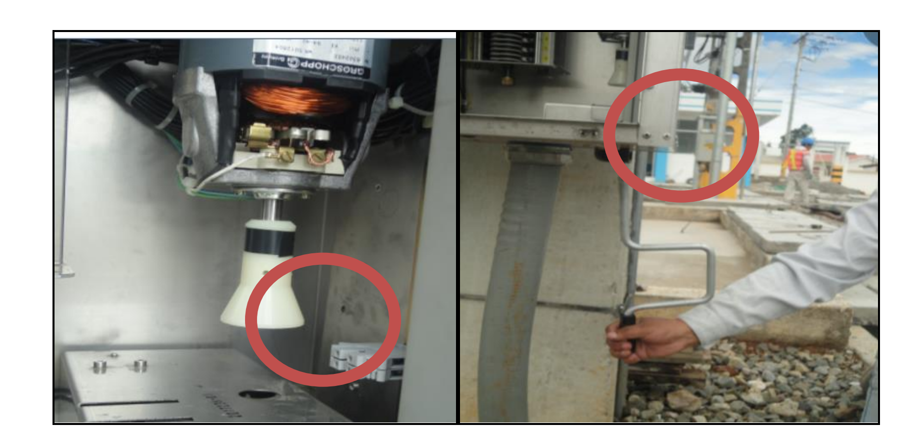
1. Colocar el Selector S3 en la posición 0



2. Se abre la puerta y se retira la manija que está en la parte lateral de la misma



3. Se coloca la manija debajo de la caja de control del seccionador del transformador, donde existe una apertura circular hasta que se asegure en la parte interior de la campana giratoria que está unida en el eje giratorio del motor.



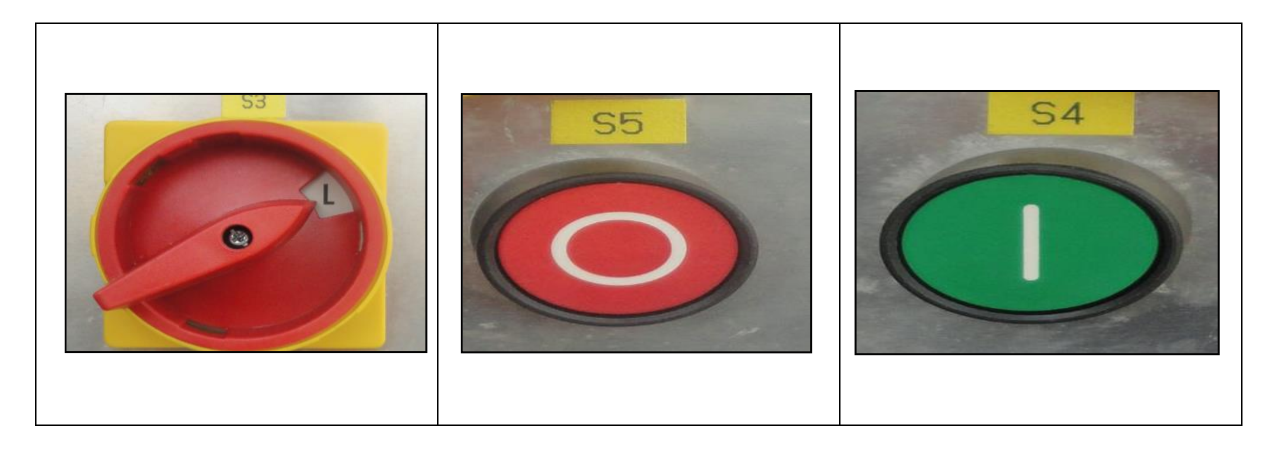
Parte inferior donde se debe colocar la palanca para realizar la operación de abrir y cerrar el seccionador.

4. Para abrir el seccionador de barra se debe girar hacia la izquierda.
5. Para cerrar el seccionador se debe girar hacia la derecha.

OPERACIÓN LOCAL ELÉCTRICO SECCIONADOR DEL TRANSFORMADOR 4Q2

Se debe seguir los siguientes pasos.

1. Verificación del selector S3.
2. Debe estar en la posición L = Local



3. Para abrir el seccionador se debe presionar el pulsante de apertura color rojo

4. Para cerrar el seccionador se debe presionar el pulsante de cierre color verde

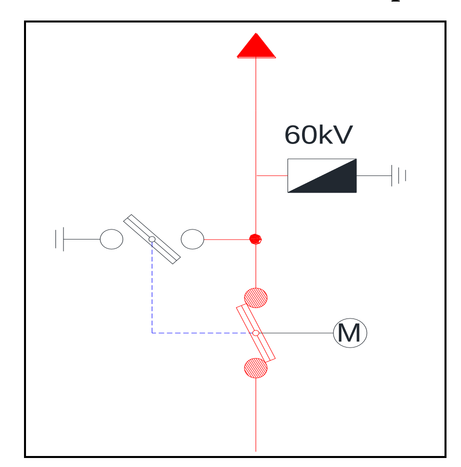
OPERACIÓN REMOTO DEL SECCIONADOR



1. Verificación del selector S3.
2. Debe estar en la posición R = Remota
3. En condiciones de operación normal el selector debe estar en posición Remota. Teniendo el mando desde el centro de control.

PROCEDIMIENTO DE OPERACION DE SECCIONADORES TIPO TRIPOLAR MARCA COELME (POSICIÓN CATAMAYO Y CARIAMANGA)

Unifilar del Seccionador Tripolar



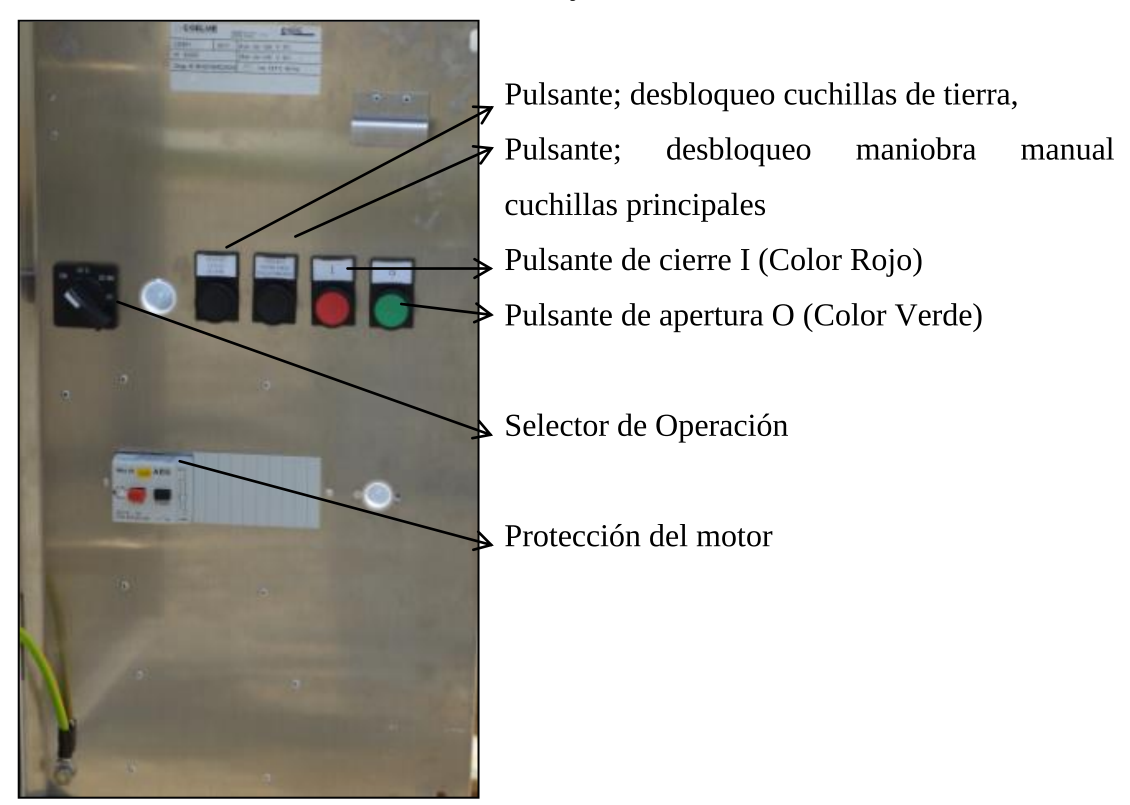
Seccionadores De Línea Y De Puesta A Tierra



Seccionador de Línea **Seccionador de Puesta a Tierra**

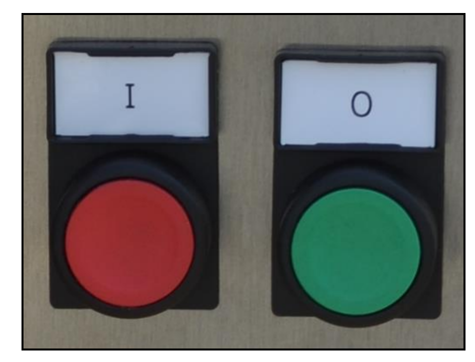
CAJA DE CONTROL DEL SECCIONADOR DE LÍNEA Y DE PUESTA A TIERRA

Identificación de elementos en la caja de control



Importante

- Para para abrir o cerrar el seccionador de línea, el interruptor de 69 Kv debe estar abierto
- Para cerrar el seccionador de puesta a tierra, el seccionador de línea debe estar abierto
- Reconocer los pulsantes de cierre y de apertura, para mando eléctrico.



- Verde para la apertura (0)

- Rojo para el cierre (I)

OPERACIÓN REMOTO DEL SECCIONADOR LÍNEA 2Q3 Y 3Q3

Para esta operación de debe seguir los siguientes pasos.



1. Colocar el selector en posición Rem.
2. El mando se realizara desde la centro de control
3. En condiciones normales de operación el botón siempre deberá estar en posición REM.

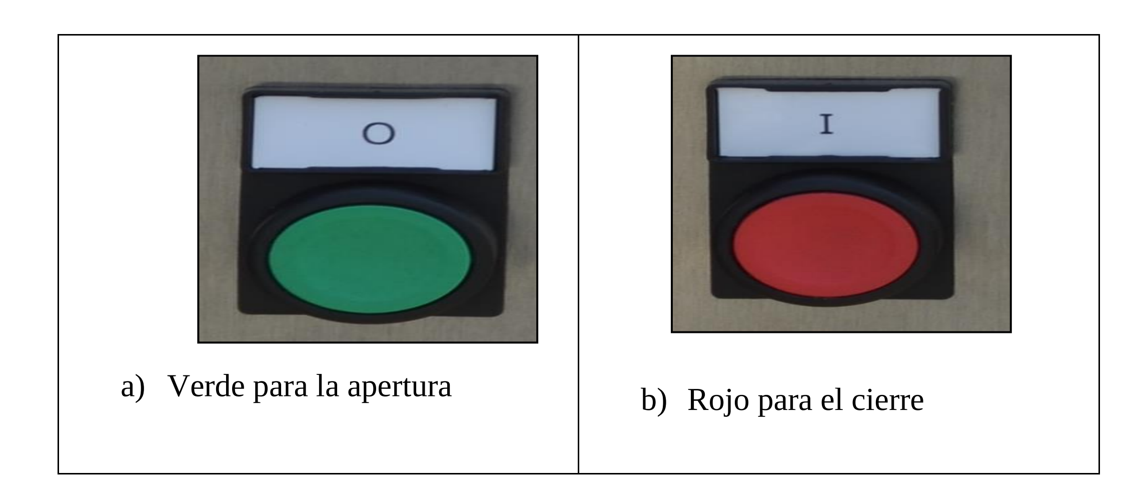
IDENTIFICACIÓN DEL SELECTOR Y PULSANTES PARA LA OPERACIÓN LOCAL ELÉCTRICO DEL SECCIONADOR LÍNEA 2Q3 Y 3Q3

Se aplica los siguientes pasos



Previo a realizar la operación se debe verificar que el interruptor de 69 KV este abierto

1. Colocar el selector en posición LOC EL (Local Eléctrico)
2. Reconocer los pulsante de apertura y de cierre



a) Verde para la apertura

b) Rojo para el cierre

3. Identificar en la parte superior de la caja de control del seccionador existe, un conjunto mecánico formado por dos discos, el primer disco izquierdo pertenece al seccionador de línea, y el otro disco derecho pertenece al seccionador de puesta a tierra.



Disco izquierdo, en la posición que encuentra indica que el seccionador de línea está cerrado

Disco derecha, en la posición que encuentra indica que el seccionador de puesta a tierra está abierto, como nos indica en circunferencia roja.

OPERACIÓN LOCAL ELÉCTRICO DEL SECCIONADOR LÍNEA 2Q3 Y 3Q3

Se debe seguir los siguientes pasos para la operación de apertura del seccionador de Línea 2Q3 y 3Q3

1. Verificar que el seccionador de línea debe estar cerrado y el seccionador de puesta a tierra debe estar abierto.
2. Presionar el pulsante Verde
3. Visualizar la apertura de las cuchillas del seccionador de línea
4. Verificar que el disco (izquierdo) rote en sentido contra a las manecillas de reloj, hasta que indique la posición de abierto (0)

Se debe seguir los siguientes pasos para la operación de cierre del seccionador de Línea 2Q3 y 3Q3.

1. Verificar que el seccionador de línea debe estar abierto y el seccionador de puesta a tierra debe estar abierto.
2. Presionar el pulsante Rojo
3. Visualizar el cierre de las cuchillas del seccionador de línea
4. Verificar que el disco (izquierdo) rote en sentido a las manecillas de reloj, hasta que indique la posición de cerrado (I)

IDENTIFICACIÓN DEL SELECTOR Y PULSANTES PARA LA OPERACIÓN LOCAL MANUAL DEL SECCIONADOR LÍNEA 2Q3 Y 3Q3



1. Con el selector colocar en posición LOC MAN
2. Reconocer los pulsantes de desbloqueo de cuchillas de puesta a tierra y cuchillas principales
3. Estos pulsantes controlan las bobinas o electroimanes que se encuentran en el interior de la caja de control.



4. En la parte superior de la caja de control del seccionador existe, la parte mecánica de los disco, el primer disco izquierdo pertenece al seccionador de línea.



5. En la parte lateral derecho se encuentra el elemento mecánico para realizar el movimiento manual del seccionador de línea como se muestra figura roja



6. Antes de realizar la operación de movimiento de apertura o de cierre del seccionador de línea se debe mantener presionado el pulsante

"DESBLOQUEO MANIOBRA MANUAL CUCHILLAS PRINCIPALES" para el desbloqueo de las bobinas que se encuentra en la parte interior del mando del seccionador, realizar este movimiento simultáneamente con la palanca hasta el desbloqueo de las bobinas o electroimanes PSS

OPERACIÓN LOCAL MANUAL DEL SECCIONADOR LÍNEA 2Q3 Y 3Q3

Para abrir o cerrar manualmente se debe seguir los siguientes pasos

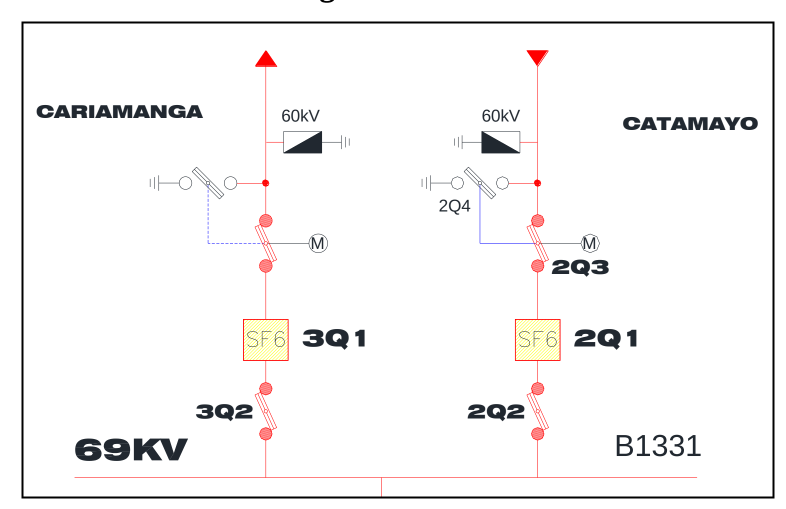
1. Este debe estar en posición cerrado, mientras que el otro disco debe estar en posición abierta
2. Para abrir el seccionador de línea girar en dirección en contra de las manecillas de reloj
3. Para cerrar el seccionador de línea girar en dirección de las manecillas de reloj
4. Colocar el tubo cuadrado en la pieza mecánica que se encuentra en la superior de la caja de control para abrir o cerrar el mando de las cuchillas puesta a tierra, se debe mantener presionado el pulsante "DESBLOQUEO CUCHILLAS A TIERRA" para el desbloque de la bobina PST que se encuentra en la parte interior del mando del seccionador.



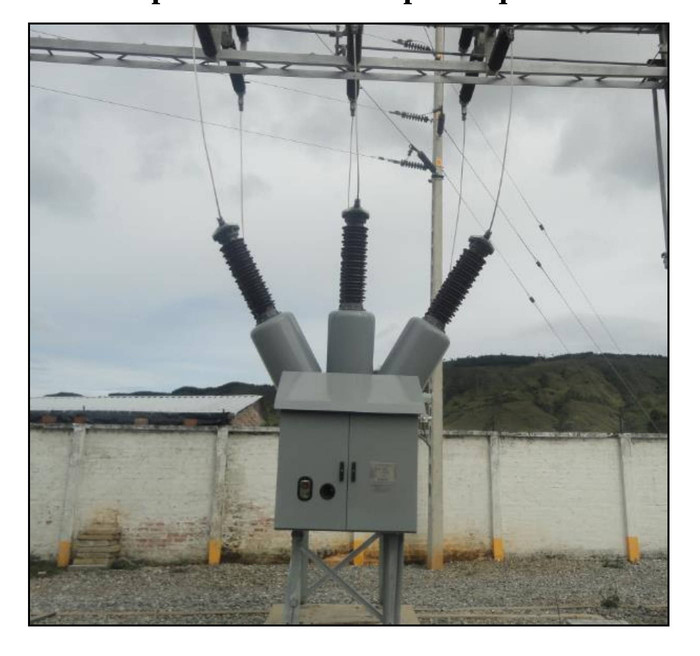
5. Verificar que el seccionador de línea este abierto
6. Para cerrar el seccionador de puesta a tierra girar la el tubo hacia la izquierda, (colocarnos en posición vertical frente al control mecánico de las cuchillas de puesta tierra) este movimiento se debe realizar con cuidado, verificar el cierre completo de las cuchillas puesta a tierra
7. Para abrir el seccionador de puesta a tierra realizar el mismo movimiento hacia la derecha.

PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN PARA EL INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO TANQUE MUERTO 2Q1 Y 3Q1

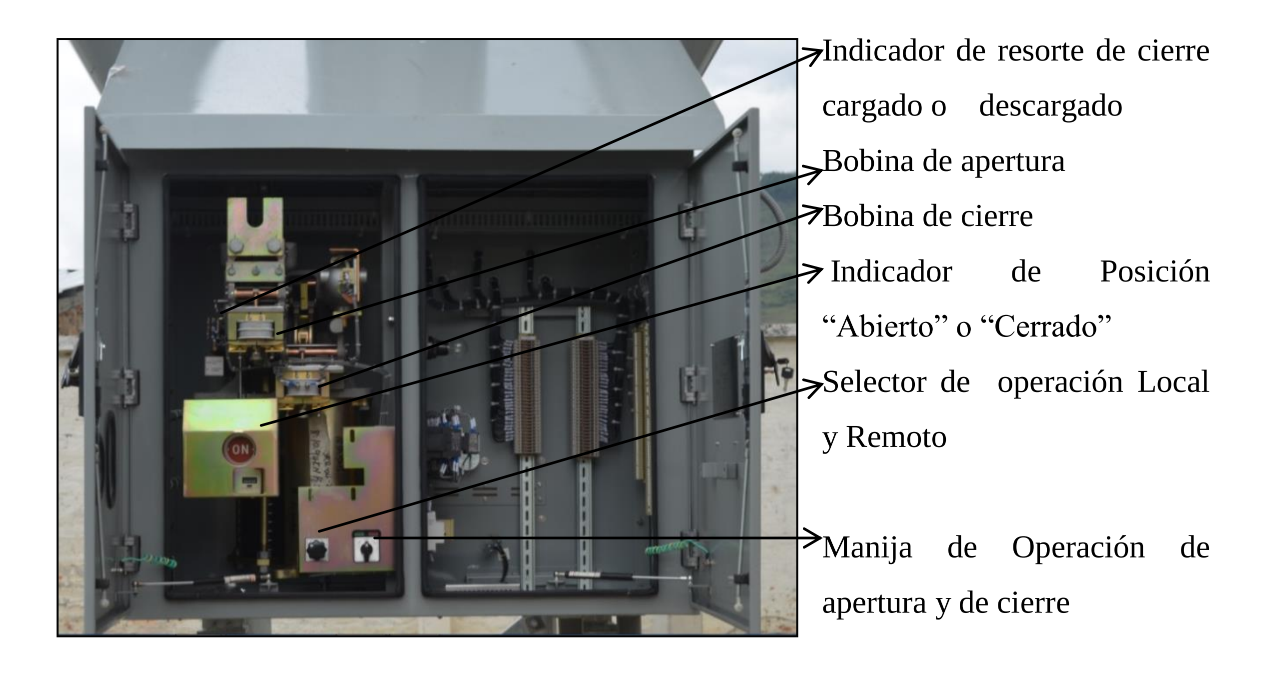
Diagrama Unifilar



Interruptor de Potencia tipo tanque muerto



CAJA DE CONTROL DEL INTERRUPTOR DE POTENCIA



Disposición de Borneras e indicaciones que forman parte del control del interruptor de potencia.

PARA OPERACIÓN LOCAL DEL INTERRUPTOR SE DEBE SEGUIR LOS SIGUIENTES PASOS

1. Verificación de Selector que este en posición LOCAL



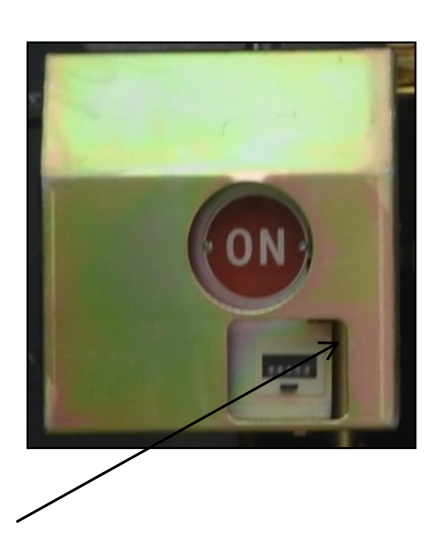
2. Para abrir el interruptor, girar la manija de accionamiento



3. Para cerrar el interruptor girar la manija de accionamiento
4. En la parte derecha del circuito de control esta la simbología tanto de RESORTE DE CIERRE CARGADO Y CORTE DE CIERRE DESCARGADO



5. Comprobación en la pantalla de estado ON (abierto) y OFF (Cerrado)



Contador de operaciones

OPERACIÓN REMOTA DEL INTERRUPTOR

Pasos a seguir

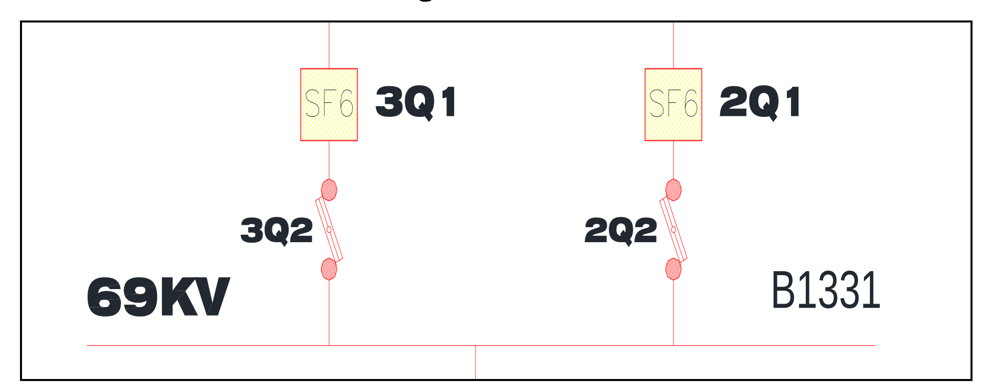
1. Verificación de Selector que este en posición REMOTA



2. En condiciones normales de operación el interruptor debe estar siempre en remoto para tener el mando desde el centro de control.

PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACION DEL SECCIONADOR DE BARRA 2Q2 Y 3Q2

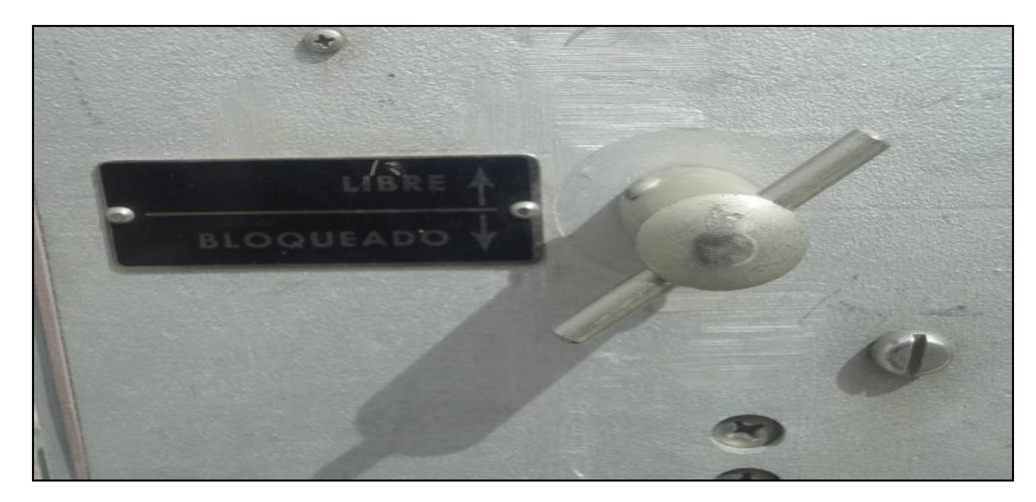
Diagrama Unifilar



Seccionador de Barra



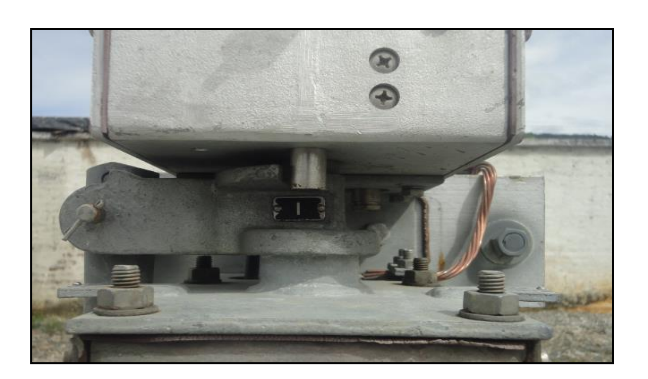
Control del Seccionador de Barra



Este control será desbloqueado únicamente cuando el interruptor de potencia de 69 Kv este abierto.

Pasos para abrir el seccionador de Barra

1. Verificar que el interruptor este abierto
2. Pieza mecánica desbloqueo para la operación



3. Identificar el tubo de maniobra para la apertura



4. Girar hasta que llegue a esta posición



Pasos para Cerrar el seccionador de Barra

1. Verificar que el interruptor este abierto
2. Pieza mecánica desbloqueo para la operación
3. Identificar el tubo de maniobra para el cierre

BIBLIOGRAFÍA

[1]. Acosta, A. 2008 **Análisis de Sistemas de Potencia**.

[2]. Barrantes, L. 2011 **Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas** Leganes.

[3]. Cárdenas, S. Moreno, P. 2011 **Implementación de la Subestación Vilcabamba al Sistema SCADA de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A, Segunda Etapa. Loja.**

[4]. Corporación CENACE.2011 **Protección De Sistemas Eléctricos De Potencia Y Automatismos** Quito Ecu.

[5]. Hidalgo, Q. 2008 **Guía Básica de Diseño de Subestaciones Eléctricas con Énfasis en el Arreglo de Barras Colectoras y de Interruptor y Medio**

[6]. Hernández, F. 2008 **Diseño Y Ajustes De Protecciones En Una Subestación De Alta Tensión** Madrid Esp.

[7]. Mendiburu, H. 2005 **Fundamento Teórico Sistema SCADA**

[8]. Paniagua, R. 2003 **Cordinación de Transmisión y transformación Manual de Interruptores de Potencia**, Mexico DF

[9]. Rojas, J. 2004 **Red de distribución de energía eléctrica**

[10]. Rivera, B. 2009 **Diseño de la protección ante falla de Interruptor de potencia en una Subestación** Cartago.

[11]. Manual Técnico 2003., **Planta de Tratamiento de Aceite marca Maxei, modelo MAS 600.** Pag. 120

[12]. MEGGER, 2010. **Guía para Prueba de Baterías**.

[13]. MEGGER, 2012 **Seminario Teórico-Práctico: Pruebas Eléctricas para Transformadores de Potencia** Mayo

[14]. MEGGER, 2012 **Pruebas Eléctricas para Transformadores de Potencia** Mayo

[15]. Manual Técnico 2013., **Breaker Instruction 600.** Pag. 100

[16]. Manual Técnico 2013. ETR 300**.** Pag. 200

.